



9M16

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, 3 de Novembro de 2016

Demonstração Resultados (€ M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	4.263	4.060	5%	+203
Fornecimentos e serviços externos	674	658	3%	+16
Custos com pessoal, benef. aos empregados	487	472	3%	+15
Outros custos operacionais (líquidos)	210	(60)	-	+270
Custos Operacionais Líquidos (1)	1.371	1.069	28%	+302
EBITDA	2.893	2.991	-3%	-99
Provisões	(15)	9	-	-24
Amortizações e imparidades exercício (2)	1.115	1.058	5%	+57
EBIT	1.792	1.924	-7%	-131
Resultados financeiros	(635)	(626)	-1%	-9
Equiv. Patrimon. em joint ventures/assoc.	(3)	(25)	89%	+22
Resultado antes de impostos	1.155	1.273	-9%	-118
IRC e impostos diferidos	300	236	27%	+64
Contribuição extraord. sector energético	61	61	-0%	-0
Resultado líquido do período	794	976	-19%	-182
Accionistas da EDP	615	736	-16%	-121
Interesses não controláveis	179	240	-25%	-61

Dados-chave Operacionais	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	11.975	12.019	0%	-44
Capacidade instalada (MW)	24.550	23.960	2%	+590

Dados-chave Financeiros (€ M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
FFO	1.562	2.020	-23%	-458
Investimento operacional	1.160	1.218	-5%	-58
Manutenção	439	366	20%	+73
Expansão	721	852	-15%	-131
Investimento Líquido	505	1.069	-53%	-564

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Set-16	Dez-15	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.967	8.670	3%	+297
Dívida líquida	15.963	17.380	-8%	-1.417
Receb. futuros da actividade regulada	1.087	2.477	-56%	-1.390
Dívida líquida/EBITDA (x) (4)	4,2x	4,4x	-6%	-0,3x
Dívida líquida ajustada /EBITDA (x) (3) (4)	3,9x	3,8x	1%	0,1x

Nos 9M16, o **EBITDA do grupo EDP** ascendeu a €2.893M (-3% em termos homólogos), reflexo do menor contributo de efeitos não recorrentes: i) +€424M nos 9M15, decorrente da compra a desconto à Eneva de 50% de Pecém I, no Brasil (+€295M), da venda de activos de gás em Espanha (+€89M) e o impacto líquido de efeitos não recorrentes na EDPR (+€40M); e ii) +€61M nos 9M16, resultante da venda das centrais mini-hídricas de Pantanal no Brasil. Excluindo estes efeitos, o **EBITDA subiu 10% (+€264M), para €2.832M nos 9M16**, impulsionado por uma melhoria das condições atmosféricas na P. Ibérica e Brasil, e pela expansão do portfólio. O impacto cambial no EBITDA foi negativo em 2%, ou -€61M, fruto da depreciação do BRL vs. o Euro em 11%.

A **capacidade instalada do Grupo EDP** subiu 2% em termos homólogos nos 9M16, para 24.6GW, suportada por: i) +380MW de nova capacidade hídrica em Portugal, no seguimento da entrada em operação das centrais de Salamonde 2 (223MW no 1T16) e Baixo Sabor (182MW, sobretudo no 1T16); ii) +502MW de capacidade eólica (sobretudo nos EUA e Brasil); iii) encerramento da central a carvão de Soto II, em Espanha (239MW) em Jan-16. A capacidade media instalada aumentou 7% em termos homólogos, reflex da consolidação integral de Pecém I (desde Mai-15) e dos activos provenientes do *asset split* na ENEOP (Set-15).

No **mercado Ibérico**, o EBITDA ajustado subiu 10% em termos homólogos, impulsionado por nova capacidade em operação, fortes recursos hídricos e volatilidade de preços (particularmente quando comparado com o cenário muito adverso em 2015) e melhoria de termos regulatórios na distribuição de electricidade em Espanha. O EBITDA recorrente da **EDPR** cresceu 14%, suportado por uma maior capacidade instalada média (+13% em termos homólogos). O contributo da **EDP Brasil** para o EBITDA recorrente aumentou 4% nos 9M16 vs. 9M15: apesar do impacto cambial desfavorável, o EBITDA foi impulsionado pela consolidação integral da central de Pecém I desde Maio-15 e pela forte melhoria do nível dos reservatórios.

Os **custos operacionais** do Grupo EDP subiram 3% nos 9M16, para €1.161M, reflectindo: (i) um ligeiro acréscimo na **Península Ibérica** (+1% face aos 9M15), reflexo de aumento de custos com serviço a clientes (expansão de carteira total de clientes em +2%) e de uma redução do número médio de colaboradores (-1%); ii) +8% face aos 9M15 na **EDPR**, fruto da expansão do portfólio e a redução em 5% do core OPEX/MW médio instalado; (iii) +1% face aos 9M15 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. **Em suma, o rácio OPEX/Margem Bruta melhorou 1pp, para 26%**. Os **outros custos/(receitas) operacionais líquidos** passaram de uma receita de €60M nos 9M15 para um custo de €210M nos 9M16, influenciados sobretudo por menores ganhos não recorrentes em termos homólogos (-€363M face aos 9M15, conforme acima descrito). 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 €182M nos 9M16.

O **EBIT** recuou 7% para €1.792M nos 9M16, traduzindo a evolução do EBITDA e o acréscimo de amortizações decorrente do aumento de capacidade. Os **resultados financeiros líquidos** ascenderam a -€635M (€9M abaixo dos 9M15), incluindo: i) menor juros suportados (-13% face aos 9M15) resultante da queda em 20pb no custo médio da dívida (em 4,5% nos 9M16) e da redução na dívida líquida média em -€0,5MM vs. 9M15; ii) redução de proveitos financeiros associados aos activos regulatórios (-€48M face aos 9M15); iii) imparidade nossa participação no capital do BCP (-€31M nos 9M16, -€9M face aos 9M15); iv) redução de encargos capitalizados (-€22M face aos 9M15); v) custos associados ao reembolso antecipado de dívida, maioritariamente ao nível da EDPR (-€26M nos 9M16); vi) menores proveitos financeiros associados a suprimentos, decorrente da consolidação integral de activos da ENEOP; vii) acréscimos de custos com TELs (-€10M vs. 9M15). Os **interesses não controláveis** caíram €61M em termos homólogos, para €179M nos 9M16, reflexo do menor impacto de efeitos não recorrentes ao nível da EDP Brasil. Em suma, o **resultado líquido da EDP** atingiu €615M nos 9M16 (-16% em termos homólogos). **Ajustado dos impactos não recorrentes registados nos 9M15 (+€172M; detalhes na pág. 4) e nos 9M16 (-€46M; detalhes na pág. 4), o resultado líquido subiu 17% em termos homólogos, para €667M nos 9M16.**

A **dívida líquida** caiu €1,4MM vs. Dez-15 (-8%), para €16MM em Set-16, ainda que reflectindo o pagamento anual de dividendos aos accionistas da EDP (€0,7MM em Mai-16). Esta redução de dívida foi suportada por: i) redução de activos regulatórios em €1,4MM fruto da venda de défice tarifário (€2,0MM); ii) €0,7MM de free cash flow orgânico gerado; iii) €0,7MM de capex em expansão (em capacidade hídrica e eólica), líquido de €0,8MM de encaixe em transacções de asset rotation e investimentos financeiros (€0,2MM); e iv) €0,2MM de entrada de dinheiro, correspondente à quota-parte de minoritários no aumento de capital na EDP Brasil (R\$1,5MM). A posição de liquidez financeira (caixa e linhas de crédito disponíveis) do Grupo EDP a Set-16 ascende a €5,8MM, cobrindo as necessidades de refinanciamento da EDP até após 2019.

(1) Custos Operac. Líqº = Custos Operac. (FSEs + Custos Pessoal + Custos Benef. Sociais) + Outros Custos Operac. (Líqº); (2) Deprec. e amortizações liqª 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 €3.825M e classificação da obrigação híbrida como capital em 50%.

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.	1T15	2T15	3T15	4T15	1T16	2T16	3T16	4T16	3T16 YoY		3T16 QoQ	
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.
Produção Contratada LP	395	466	-15%	-70	153	169	144	117	133	142	120		-16%	-23	-15%	-21
Actividades Liberalizadas	458	276	66%	+183	102	81	93	88	205	162	92		-1%	-1	-43%	-70
Redes Reguladas P. Ibérica	749	810	-8%	-61	324	245	242	221	234	262	254		5%	12	-3%	-8
Eólico e Solar	847	782	8%	+65	295	253	235	360	379	269	198		-15%	-36	-26%	-71
Brasil	464	655	-29%	-191	129	372	154	202	185	116	163		5%	8	40%	47
Outros	(21)	2	-	-23	(15)	24	(7)	(55)	(6)	(14)	(1)		80%	6	90%	12
Consolidado	2.893	2.991	-3%	-99	988	1.143	860	933	1.130	937	826		-4%	-34	-12%	-111

O EBITDA consolidado ascendeu a €2.893M nos 9M16 (-3% em termos homólogos), incluindo os seguintes efeitos não recorrentes: i) nos 9M15, +€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, €40M de impacto não recorrente ao nível da EDPR; ii) nos 9M16, +€61M decorrente da venda das centrais mini-hídricas do Pantanal, no Brasil (1T). Excluindo estes efeitos, o EBITDA ajustado cresceu 10%, para €2.832M nos 9M16, impulsionado por uma maior produção hídrica (hidraulicidade em Portugal acima da média nos 9M16 versus hidraulicidade abaixo da média nos 9M15), por maiores ganhos com gestão de energia no negócio liberalizado na Ibéria e expansão de portfólio de geração (em termos médios, +7% face aos 9M15). A depreciação média do BRL face ao EUR, em 11%, teve um impacto negativo no EBITDA, em €61M ou 2% do EBITDA.

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA (14% do EBITDA) - O EBITDA caiu 15% (-€70M face aos 9M15), para €395M nos 9M16, impactado pela transferência de 8 centrais hídricas para o mercado liberalizado, em função do termo dos respectivos PPAs (margem bruta de €65M nos 9M15). Estas centrais têm capacidade instalada de 627MW e uma produção anual de 1,7TWh (num ano hídrico médio).

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA (16% do EBITDA) - O EBITDA subiu €183M face aos 9M15, para €458M nos 9M16, impulsionado por um custo médio de geração mais baixo, decorrente da forte recuperação nos recursos hídricos e produção (peso de 51% no mix de geração no 9M16 vs. 28% nos 9M15), e por um aumento dos resultados com gestão de energia, compatível com um contexto de volatilidade de preços no 1S16. A margem bruta no negócio da electricidade aumentou 31% nos 9M16, para €789M, suportado pelo aumento na margem bruta unitária (€12,4/MWh nos 9M15 para €17,1/MWh nos 9M16) e por um acréscimo de 9% do volume vendido. Apesar de uma desaceleração no crescimento, a melhoria de margem bruta unitária no nosso portfólio de clientes, a par do aumento de penetração da nossa oferta dual (electricidade+gás) e de serviços; e da crescente digitalização do negócio (aumento em 30% em termos homólogos no volume de faturas eletrónicas); criam espaço para uma melhoria da rentabilidade do negócio.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (26% do EBITDA) – O EBITDA recuou 8% (-€61M) em termos homólogos, para €749M nos 9M16, influenciado por um ganho não recorrente de €89M obtido no 1T15 na venda de activos de gás em Espanha à Redexis. Excluindo este impacto, o EBITDA subiu 4% (+€28M) nos 9M16 vs. 9M15, suportado pela aplicação dos novos termos regulatórios na distribuição de electricidade em Espanha desde 1-Jan-16, e por um controlo estrito dos custos.

A margem bruta aumentou 2% nos 9M16 (+€27M vs. 9M15) reflectindo: (i) em Espanha, acréscimo de proveitos na distribuição de electricidade, parcialmente compensado pela exclusão de consolidação dos activos de gás no 1T15; ii) em Portugal, retorno inferior do RAB na distribuição de gás (devido à revisão regulatória aplicável desde Jul-16) e uma queda nos proveitos com comercialização de último recurso de electricidade, compensado pelo aumento do RoRAB na distribuição de electricidade (6,48% nos 9M16 vs. 6,34% nos 9M15).

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (29% do EBITDA) - O EBITDA da EDPR cresceu 8% (+€65M), para €847M nos 9M16, reflectindo: i) maior produção (+20% vs. 9M15) suportada pelo aumento de 13% na capacidade média instalada e por uma eolicidade mais forte (+1pp em termos homólogos no factor médio de utilização, para 29% nos 9M16); e ii) maior receita com parcerias institucionais nos EUA durante o período. Por sua vez, o preço médio de venda diminuiu 7% face aos 9M15, para €60/MWh nos 9M16, 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 (16% do EBITDA) - A contribuição da EDPB caiu 29% (-€191M), para €464M nos 9M16, penalizado pelo menor impacto de efeitos não recorrentes: i) nos 9M15, ganho decorrente da compra a desconto à Eneva de 50% de Pecém I (+€267M); ii) nos 9M16, ganho registado na venda de centrais mini-hídricas Pantanal (+€61M). O efeito cambial foi negativo em €59M, resultante da depreciação do BRL face ao Euro em 11%. **Ajustado de impactos não recorrentes, o EBITDA em moeda local cresceu 19% em termos homólogos (+R\$255M)**, para R\$1.621M nos 9M16. O EBITDA da geração e comercialização subiu R\$273M para R\$1,081M, impulsionado pela consolidação integral de Pecém desde Mai-15 (+R\$181M) e pela melhor performance das centrais hídricas (+R\$151M vs. 9M15), resultante do menor impacto do défice hídrico: GSF em 87% nos 9M16 vs. 82% nos 9M15 e o PLD médio de R\$71/MWh nos 9M16 vs. R\$325/MWh nos 9M15). Por sua vez, o EBITDA da distribuição desceu R\$35M, para R\$612M nos 9M16, penalizado por: i) sobre-contratação de volume na Bandeirante (-R\$55M em termos homólogos, para -R\$30M nos 9M16), ii) diminuição na procura (-R\$21M face aos 9M15), iii) diferenças cambiais na central Itaipu (-R\$81M face aos 9M15, para -R\$23M nos 9M16), iv) impacto positivo da atualização do valor residual das concessões (R\$199M), fruto sobretudo da revisão tarifária da Escelsa.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.	1T16	2T16	3T16	4T16	3T16 QoQ	
									Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.893	2.991	-3%	-99	1.130	937	826		-12%	-111
Provisões	(15)	9	-	-24	3	(8)	(10)		20%	-2
Amortizações e imparidades exercício	1.115	1.058	5%	57	366	378	371		-2%	-8
EBIT	1.792	1.924	-7%	-131	760	567	465		-18%	-102
Juros financeiros líquidos	(584)	(672)	13%	89	(202)	(197)	(185)		-6%	11
Custos financeiros capitalizados	43	65	-34%	-22	14	14	15		8%	1
Diferenças de câmbio e derivados	(11)	(46)	77%	36	6	(1)	(16)		1336%	-15
Rendimentos de participações de capital	4	12	-67%	-8	0	3	1		-	-2
Unwinding c/ responsab. com pensões e actos médicos	(33)	(33)	1%	0	(10)	(12)	(11)		-5%	1
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	13	1	n.m.	12	13	0	(0)		-709%	-1
Outros ganhos e perdas financeiros	(68)	47	-	-115	(2)	(36)	(30)		-15%	5
Resultados Financeiros	(635)	(626)	-1%	-9	(180)	(228)	(227)		0%	0
Equivalências patrimoniais em joint ventures/associadas	(3)	(25)	89%	22	(8)	3	2		-41%	-1
Resultados Antes de Impostos	1.155	1.273	-9%	-118	573	342	240		-30%	-103
IRC e Impostos Diferidos	300	236	27%	64	152	91	57		-38%	-34
Taxa de imposto efectiva (%)	26%	19%	-	7,4 pp	26%	27%	24%		0%	-0,0 pp
Contribuição Extraordinária para o Sector Energetico	61	61	0%	-0	59	-	2		0%	2
EDP Renováveis	85	69	22%	15	60	22	3		-87%	-19
EDP Brasil	97	163	-40%	-66	40	20	37		87%	17
Outros	(2)	8	-	-10	(0)	0	(2)		-2200%	-2
Interesses não controláveis	179	240	-25%	-61	100	42	38		-9%	-4
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	615	736	-16%	-121	263	209	143		-32%	-67

As **amortizações e imparidades** (líquidas da compensação pelos activos subsidiados) subiram 5% vs. 9M15 para €1.115M nos 9M16, suportadas por: (i) um acréscimo das amortizações ao nível da EDPR (+€35M vs. 9M15) resultante da capacidade instalada nos últimos 12 meses e (ii) amortizações de Pecém pós-consolidação integral (+€16M); capacidade hídrica instalada em Portugal (+€15M face aos 9M16).

Os **custos financeiros líq.** cresceram 1% vs. 9M15, para €635M nos 9M16. Os **juros financeiros pagos (líquidos)** desceram 13%, fruto de um menor custo da dívida (4,5% nos 9M16 vs. 4,7% nos 9M16) e um menor custo de dívida líquida (-€0,5MM vs 9M15). As **diferenças de câmbio e derivados** ficaram nos -€11M nos 9M16 (+€36M vs. 9M15). Os **custos financeiros capitalizados** recuaram €22M, para €43M nos 9M16, 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** (-€68M nos 9M16, -€115M vs. 9M15) foram impactados por: i) menores proveitos financeiros com activos regulatórios (-€48M vs. 9M15), devido a: menor stock de activos regulatórios, diminuição da taxa de juro média e ganhos inferiores nas securitizações; ii) registo de uma imparidade de €31M nos 9M16 (vs. €22M nos 9M15) relacionada com a nossa posição financeira no BCP; iii) custos com o pagamento antecipado de dívida de €26M nos 9M16 (maioritariamente na EDPR) e de €25 nos 9M15; iv) Diminuição da receita financeira resultante da consolidação integral da ENEOP desde 1-Set-15 (-€15M vs. 9M15); v) custos associados com TEIs (-€10M face aos 9M15) devido a novos acordos de tax Equity nos EUA.

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram -€3M nos 9M16 (+€22M vs. 9M15), 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 aos 9M15 resultou sobretudo da consolidação integral de Pecém I desde Maio-15 (-€25M nos 9M15).

O **imposto sobre o rendimento** (€300M nos 9M16) traduz-se numa taxa efectiva de imposto de 26% (vs. 19% nos 9M15). Importa relevar que o ganho na venda de activos de gás em Espanha nos 9M15 não contribui para o lucro tributável, impactando negativamente a comparação homóloga. Além disso, nos 9M16 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 €61M nos 9M16.

Os **interesses não controláveis**, no valor de €179M nos 9M16, foram impulsionados pelo ganho com a alienação de Pantanal (€25M) no 1T16 (vs. um ganho com a aquisição de uma participação adicional de 50% na central de Pecém I no 2Q15 (€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 16% face aos 9M15, para €615M nos 9M16, impactado pelo ganho com a aquisição de uma participação adicional de 50% na central de Pecém I nos 9M15 e parcialmente mitigado pelo melhor desempenho operacional. Ajustado de eventos não recorrentes⁽¹⁾, o resultado líquido no 9M16 foi de €661M (+17% vs. €564M nos 9M15).

⁽¹⁾Eventos não recorrentes: (i) nos 9M15 (+€172M), 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), registo de imparidade com o BCP (-€17M), na EDPR +€33M resultado da consolidação integral da ENEOP (líquido de write-offs); na contribuição extraordinária do sector energético em Portugal (-€61M); (ii) nos 9M16 (-€46M), ganhos de capital obtidos na venda de Pantanal (+€27M), na venda da participação na central Tejo Energia (+€11M), registo de imparidade com o BCP (-€24M) e na contribuição extraordinária do sector energético em Portugal (-€61M).

Investimento Operacional e Financeiro



Invest. Operacional (€ M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Prod. contratada (P. Ibérica)	21	16	31%	+5
Liberalizado (P. Ibérica)	196	268	-27%	-71
Redes reguladas (P. Ibérica)	233	223	4%	+10
Eólico & Solar	583	595	-2%	-13
Brasil	107	70	53%	+37
Outros	20	45	-57%	-26
Grupo EDP	1.160	1.218	-5%	-58
Expansão	721	852	-15%	-131
Manutenção	439	366	20%	+73

1T15	2T15	3T15	4T15	1T16	2T16	3T16	4T16
4	7	6	12	1	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	491		
260	244	348	331	127	334		
102	134	129	238	106	157		



Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	287	189	52%	+98
Perímetro consolidação EDPR	48	44	9%	+4
Brasil - Produção	95	143	-34%	-48
Activos de gás (Ibéria) (1)	127	-	-	+127
Outros	18	2	691%	+16
Desinvestimentos	681	662	3%	+19
Activos de gás (Ibéria)	0	241	-100%	-240
EDP Brasil (Pantanal)	83	-	-	+83
Activos eólicos	581	417	39%	+163
Outros	18	4	342%	+14
Total	(394)	(473)	17%	+79

Investimento Líquido (€M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Investimento operacional	1.160	1.218	-5%	-58
Investimentos financeiros	174	189	-8%	-15
Rotação de activos na EDPR	(829)	(339)	-145%	-490
Total	505	1.069	-53%	-564

O **investimento operacional consolidado** ascendeu a €1.160 nos 9M16, em grande parte (60%) dedicado a projectos de expansão, nomeadamente em nova capacidade hídrica e eólica. O investimento de manutenção subiu 20% vs. 9M15 (+€73M), para €439M nos 9M16, concentrando-se nas actividades de redes reguladas na P. Ibérica e no Brasil e em trabalhos de manutenção em algumas centrais a carvão na P. Ibérica.

O investimento em **capacidade hídrica em construção em Portugal** totalizou €108M, no seguimento do comissionamento de algumas centrais hídricas. Durante os 9M16, entraram em operação 2 centrais: Salomonde II (207MW) e Baixo Sabor (escalão a montante de +158MW face aos 9M15). Em Set-16, a EDP tinha 2 centrais hídricas em construção: central com bombagem Venda Nova III (756MW) e a albufeira Foz-Tua (263MW), ambas com arranque previsto no início de 2017. O **investimento em nova capacidade eólica** (EDPR) atingiu €583M nos 9M16 (dos quais 79% na América do Norte). As adições de capacidade eólica desde Set-15 atingiram 502MW, dos quais 120MW no Brasil, 299MW nos EUA e 83MW na Europa. A capacidade eólica em construção alcançou os 788MW em Set-16 (54% nos EUA, 25% no México, 16% no Brasil e 5% na Europa). No Brasil, o investimento ascendeu a €107M nos 9M16, maioritariamente destinado à nossa actividade da distribuição.

Os **desinvestimentos financeiros líquidos** ascenderam a €394M nos 9M16. Os **desinvestimentos financeiros** totalizaram €681M nos 9M16, contemplando: i) €581M ao nível da EDPR, incluindo a venda de participações minoritárias em activos eólicos nos EUA, à Axiom, no 1T16 e na Europa, à EFG Hermes, no 2T16 (sem ter em consideração os empréstimos dos shareholders); ii) €83M relativos à venda por parte da EDP Brasil da central do Pantanal (51MW), no 1T16; e iii) €17M relativos à conclusão da venda da participação minoritária na central Tejo Energia. Os **investimentos financeiros** ascenderam a €287M nos 9M16, incluindo a aquisição de participação adicional na Portgás (€44M) e da Naturgas (€38M), o início da aquisição à Repsol dos activos de distribuição de gás propano líquido no norte de Espanha (€45M), assim como os contributos de capital da EDPB para os projectos de S. Manoel (€95M).

Em conclusão, o investimento líquido atingiu €505M nos 9M16 (vs. €1.069M nos 9M15), incluindo €1.160M de capex, €174M 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).

É importante referir às vendas de participações minoritárias por parte da EDPR de parques eólicos na Polónia e em Itália à CTG

(1) Diferença para a demonstração financeira resulta da inclusão do impacto do investimento operacional com a compra dos activos de distribuição da Repsol no Norte de Espanha (€45M de impacto inicial a Set-16).

FFO & Cash Flow

Fundos Gerados pelas Operações (€ M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.893	2.991	-3%	-99
Imposto corrente	(673)	(183)	-269%	-490
Juros financeiros líquidos	(584)	(672)	13%	+89
Resultados de associadas e dividendos	1	(13)	-	+14
Itens não monetários	(75)	(103)	27%	+28
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	1.562	2.020	-23%	-458

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.893	2.991	-3%	-99
Imposto corrente	(673)	(183)	-269%	-490
Investimento em fundo de maneo	1.310	(408)	-	+1.718
Recebimentos futuros da actividade regulada	1.390	58	2314%	+1.333
Itens não monetários	(75)	(103)	27%	+28
Outros	(5)	(363)	99%	+358
Fluxo das Actividades Operacionais	3.530	2.400	47%	+1.129
Investimento operacional	(1.160)	(1.218)	5%	+58
Expansão	(721)	(852)	15%	+131
Manutenção	(439)	(366)	-20%	-73
Var. de fundo de maneo de fornec. de imobilizado	(363)	(176)	-106%	-187
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	394	473	-17%	-79
Juros financeiros líquidos pagos	(624)	(722)	14%	+97
Dividendos recebidos	20	33	-40%	-13
Dividendos pagos	(832)	(741)	-12%	-90
Accionistas	(673)	(672)	0%	-1
Outros	(159)	(69)	-130%	-90
Receb./pagamentos) parceiros institucionais EUA	77	(4)	-	+81
Variações cambiais	(45)	0	-	-46
Outras variações não operacionais	420	(324)	-	+744
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	1.417	(279)	-	+1.696

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	9.849	10.937	-10%	-1.088
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	2.058	699	194%	+1.359
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(7.617)	(8.724)	13%	+1.107
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(419)	(489)	14%	+70
Fluxo gerado pelas operações	3.872	2.423	60%	+1.448
Receb./pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(342)	(23)	-1386%	-319
Fluxo das Actividades Operacionais	3.530	2.400	47%	+1.129
Fluxo das Actividades de Investimento	(1.627)	(1.147)	-42%	-479
Fluxo das Actividades de Financiamento	(1.559)	(2.671)	42%	+1.113
Variação de caixa e seus equivalentes	344	(1.418)	-	+1.763
Efeito das diferenças de câmbio	87	(102)	-	+189

O FFO diminuiu 23% vs. 9M15, totalizando €1.562M nos 9M16, reflexo de (i) um decréscimo de €99M no EBITDA (ver detalhes na página 3); (ii) um aumento de €490M do imposto corrente relativo ao aumento de receitas com maiores securitizações de défice tarifário nos 9M16; e (iii) um decréscimo de €89M dos juros financeiros líquidos, reflectindo um custo com a dívida menos oneroso (4,5% nos 9M16 vs. 4,7% nos 9M15).

O fluxo das actividades operacionais cresceu €1.129M no período para €3.529M nos 9M16 impactado pela contribuição positiva dos **recebimentos futuros da actividade regulada**, que subiram para €1,390M, incluindo: i) um decréscimo de €1.103M vs. Dez-15 proveniente das nossas actividades reguladas em Portugal, incluindo - €2,0MM em securitizações nos 9M16; e ii) uma redução de €289M vs. Dez-15 de activos regulados das nossas actividades de distribuição no Brasil. Os **outros investimentos em fundo de maneo**, totalizaram -€5M nos 9M16, incluindo um ganho de +€61M decorrente da venda de Pantanal no Brasil.

O investimento operacional de expansão totalizou €721M nos 9M16, traduzindo os trabalhos de construção de nova capacidade hídrica e eólica. De notar que a **variação de fundo de maneo 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 €394M nos 9M16**, reflectindo essencialmente a venda de participações minoritária 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), a aquisição de participação adicional na Portgás (€44M) assim como da Naturgas (€38M), e o impacto inicial da aquisição à Repsol dos activos de distribuição de gás propano no norte de Espanha em Set-16 (€45M). 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 €832M de dividendos pagos nos 9M16 estão incluídos montantes pagos a interesses não controláveis, sobretudo ao nível da EDP Renováveis e da EDP Brasil.

Os **recebimentos de Parceiros Institucionais** reflectem o estabelecimento de uma nova parceria de financiamento nos EUA (parque eólico de 199MW de Waverly; €211M), cujo impacto na dívida líquida foi parcialmente mitigado pela retenção de benefícios fiscais por investidores institucionais (€133M).

As **variações cambiais** reflectem o impacto de uma apreciação do Real brasileiro face ao Euro de 19%.

Outras variações não operacionais nos 9M16 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 €1.417M vs. Dez-15 para €16MM a Set-16.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Set. vs. Dez.		
	Set-16	Dez-15	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	23.035	22.774	261
Activos intangíveis	5.470	5.525	-54
Goodwill	3.374	3.389	-15
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	977	1.028	-51
Impostos, correntes e diferidos	835	587	248
Inventários	224	204	20
Clientes, líquido	1.934	1.997	-62
Outros activos, líquido	4.593	5.708	-1.116
Depósitos colaterais	76	80	-4
Caixa e equivalentes de caixa	1.677	1.245	431
Total do Activo	42.195	42.537	-342
Capital Próprio (€ M)			
	Set-16	Dez-15	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.967	8.670	297
Interesses não controláveis	4.154	3.452	702
Total do Capital Próprio	13.120	12.121	999
Passivo (€M)			
	Set-16	Dez-15	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	18.290	19.271	-981
Médio e longo prazo	15.965	15.654	311
Curto prazo	2.325	3.617	-1.291
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.768	1.823	-55
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.105	1.165	-60
Provisões	495	506	-11
Impostos, correntes e diferidos	1.636	1.312	324
Proveitos diferidos de invest. institucionais	766	791	-26
Outros passivos, líquido	5.014	5.547	-532
Total do Passivo	29.075	30.415	-1.341
Total do Capital Próprio e Passivo	42.195	42.537	-342
Benefícios aos Empregados (€M) (1)			
	Set-16	Dez-15	Δ Abs.
Pensões (2)	809	883	-75
Actos médicos e outros	960	940	19
Benefícios aos Empregados	1.768	1.823	-55
Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)			
	Set-16	Dez-15	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	869	2.021	-1.151
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	264	216	48
Espanha	71	70	1
Brasil	-118	170	-289
Receb. Futuros da Actividade Regulada	1.087	2.477	-1.390

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** aumentou €0,2MM vs. Dez-15, para €28,5MM a Set-16, reflectindo essencialmente: -€1,1MM 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 (+19%) entre Dez-15 e Set-16, que por sua vez foram mais que mitigados pelo investimento operacional do período (€1,2MM). A Set-16, existiam €3,1MM de imobilizado em curso (11% 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 €1,0MM a Set-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, a Dez-15, 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 em parques eólicos nos EUA e Espanha (356MW).

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 da venda de défice tarifário em Portugal nos 9M16. O montante em **clientes e outros activos (líquidos)** diminuiu €1,2MM vs. Dez-15 para €6,5MM a Set-16, traduzindo sobretudo uma redução dos activos regulatórios no Brasil e das securitizações em Portugal.

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** caiu €1.390M vs. Dez-15, para €1,1MM a Set-16, reflexo de uma diminuição de €1,1MM do montante originado em Portugal e de uma diminuição de €289M do montante procedente do Brasil.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** aumentaram para €9,0MM a Set-16, reflectindo essencialmente o resultado líquido gerado no período (+€615M), o impacto positivo da apreciação do BRL vs. EUR, bem como ganhos com a venda de participações minoritárias pela EDPR nos EUA e na Europa assim como a aquisição de 5% da Naturgas, parcialmente mitigados pelo pagamento anual de dividendos (€673M). Os **interesses não controláveis** aumentaram €0,7MM para €4,2MM a Set-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 €55M vs. Dez-15 para €1,768M a Set-16, reflectindo o pagamento recorrente de pensões e despesas com actos médicos nos 9M16. O **passivo relativo a parcerias institucionais líquido de proveitos diferidos** caiu €0,1MM vs. Dez-15 para €1,9MM a Set-16, reflectindo os benefícios apropriados pelos parceiros institucionais e pela conclusão de mais uma parceria no período (€211M), 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)

	Set-16	Dez-15	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	15.430	16.157	-4%	-727
EDP Produção & Outros	104	115	-9%	-10
EDP Renováveis	879	1.080	-19%	-201
EDP Brasil	1.529	1.415	8%	114
Dívida Financeira Nominal	17.942	18.767	-4%	-824

Juros da dívida a liquidar	221	332	-33%	-111
"Fair Value"(cobertura dívida)	127	172	-26%	-45
Derivados associados com dívida (2)	(177)	(175)	-1%	-2
Depósitos colaterais associados com dívida	(76)	(80)	4%	4
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(386)	(381)	-1%	-5
Dívida Financeira	17.650	18.635	-5%	-985

Caixa e Equivalentes	1.677	1.245	35%	431
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	727	680	7%	47
EDP Renováveis	266	299	-11%	-33
EDP Brasil	684	267	156%	417
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	11	9	14%	1

Dívida Líquida do Grupo EDP	15.963	17.380	-8%	-1.417
------------------------------------	---------------	---------------	------------	---------------

Linhas de Crédito em Set-16 (€M)

	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	175	2	175	Dez16/Jul17
Linha Crédito "Revolving"	3.150	21	3.150	jun-19
Linha Crédito "Revolving"	500	16	500	fev-20
Linhas Crédito Domésticas	155	8	155	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	100	jul-05
Total Linhas Crédito	4.080		4.080	

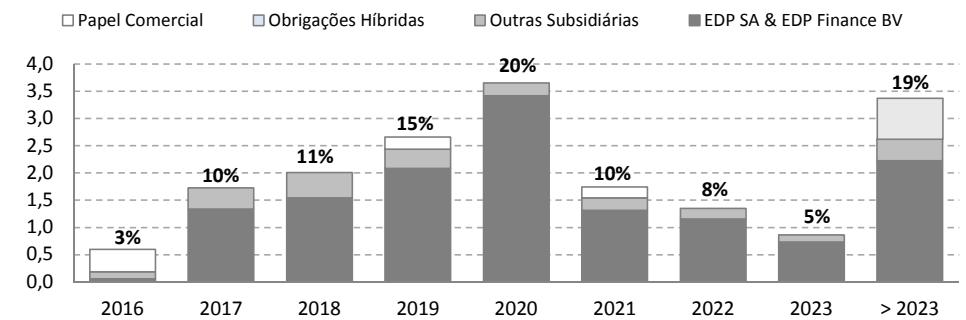
Ratings da Dívida

	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	31-10-2016

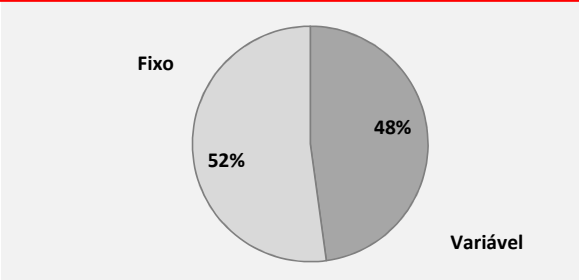
Rácios de Dívida

	Set-16 (3)	Dez-15
Dívida Líquida / EBITDA	4,2x	4,4x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios	3,9x	3,8x

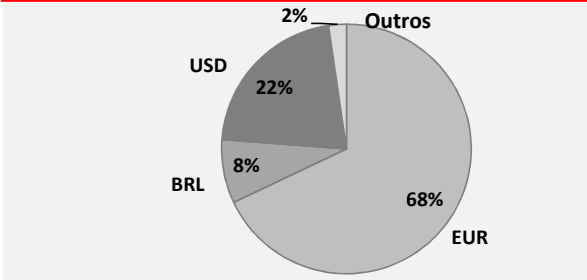
Maturidade da Dívida a Set-16 (€ M) (1)



Dívida por Tipo de Taxa de Juro - Set-16 (1)



Dívida por Tipo de moeda - Set-16 (1)



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. Em Out-16, a Fitch manteve a notação de rating da EDP em "BBB-" com Outlook 'Estável'.

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%. Em Jun-16 a EDP reembolsou €500M respeitantes a uma obrigação com cupão de 4,625%. Em Ago-16, a EDP emitiu €1000M em obrigações, com vencimento em Mar-2023 e cupão de 1,125%. Em Set-16 a EDP reembolsou na maturidade, €1000M respeitantes a uma obrigação com cupão de 4,75%. As emissões de obrigações da EDP estão em linha com a política financeira do grupo de alargar o prazo médio da dívida contribuindo para a melhoria das métricas de crédito da EDP e execução dos objectivos de desalavancagem financeira.

Em Set-16, a **maturidade média da dívida** era de 5 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 em para o 4T16 ascendem a €0,4MM consistindo maioritariamente em papel comercial. As necessidades de refinanciamento totalizaram €1,3MM em 2017 essencialmente constituídas de obrigações: obrigação de €750M com cupão 5,75% e maturidade em Set-17; e obrigação de €320M com cupão de 6,625% e maturidade em Ago-17. Em 2018 as necessidades de refinanciamento totalizaram €1,5MM com uma obrigação de USD1MM, cupão 6% e maturidade em Feb-18. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €5,8MM a Set-16. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além 2019.

(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 €3.825M e classificação da obrigação híbrida como capital em 50%.



Áreas de Negócio

Balanco Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	9M16	9M15	Δ%	9M16	9M15	Δ%	9M16	9M15	Δ%
Hidroeléctrica	13,2	6,9	92%	33,4	25,0	34%	46,6	31,8	46%
Nuclear	-	-	-	42,9	41,8	3%	42,9	41,8	3%
Carvão	8,2	10,1	-19%	21,4	37,4	-43%	29,6	47,5	-38%
CCGT	4,7	3,6	30%	15,5	18,5	-16%	20,1	22,1	-9%
Fuel/gas/diesel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Bombagem	(1,0)	(1,0)	2%	(3,9)	(3,2)	22%	(4,9)	(4,2)	18%
Regime Convencional	25,1	19,6	28%	109,3	119,5	-9%	134,3	139,1	-3%
Eólica	9,3	8,2	13%	38,4	36,6	5%	47,6	44,8	6%
Outras	7,2	7,0	4%	34,4	34,4	-0%	41,6	41,4	1%
Regime Especial	16,5	15,1	9%	72,8	71,0	2%	89,2	86,2	4%
Importação/(exportação)	(4,6)	2,1	-	5,8	(3,0)	-	1,2	(0,9)	-
Consumo Referido à Emissão	36,9	36,8	0,3%	187,8	187,5	0,1%	224,7	224,3	0,2%
Corrigido temperatura, dias úteis			0,4%			-0,1%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	9M16	9M15	Δ%	9M16	9M15	Δ%	9M16	9M15	Δ%
Procura convencional	29,9	31,1	-4%	188,7	185,8	2%	218,6	216,9	1%
Procura para produção electricidade	9,7	7,6	28%	37,8	44,6	-15%	47,5	52,3	-9%
Procura Total	39,6	38,8	2%	226,5	230,4	-2%	266,1	269,2	-1%

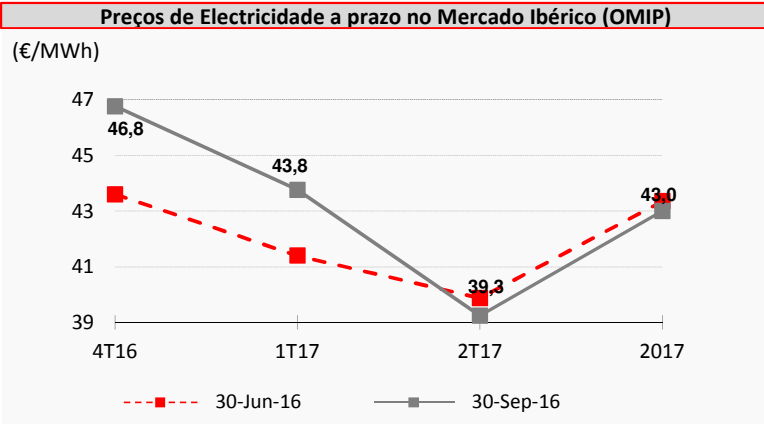
A procura de electricidade na P. Ibérica cresceu 0,2% nos 9M16 (+0,6% no 3T16 vs. 3T15), traduzindo impactos favoráveis de temperatura e calendário. Em Espanha (84% do total), a procura ajustada de temperatura e dias úteis manteve-se estável (-0,1% face aos 9M15). Em Portugal (16% do total), a procura ajustada de temperatura e dias úteis cresceu 0,4% nos 9M16 face aos 9M15.

A capacidade instalada na P. Ibérica cresceu 0,5GW, 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 a carvão e fuel óleo, em Espanha.

A procura residual térmica (PRT) caiu 29% (-20TWh) nos 9M16 face ao 9M15, suportada por: i) +14TWh face aos 9M15 de produção hídrica (líquida de bombagem), resultante de condições hídricas favoráveis (hidraulicidade ficou 66% acima da média histórica em Portugal e 30% acima em Espanha); ii) +3TWh de produção eólica decorrente de recursos ligeiramente superiores ao período homólogo (9% acima da média histórica, em Portugal); iii) +2TWh de importações líquidas, sobretudo no 3T16; iv) +1TWh de energia nuclear; v) +0,4TWh na procura na P. Ibérica. Consequentemente, a produção a carvão caiu 38% e a produção em CCGTs caiu 9%, ambos face aos 9M15. De modo geral, os recursos hídricos e eólicos mais fortes substituíram a capacidade térmica nos 9M16, conduzindo a um decréscimo do factor médio de utilização, tanto no carvão (-17p.p. face aos 9M15 para 29%) como nas CCGT (-1p.p. face aos 9M15 para 8%). No 3T16, a PRT diminuiu 4,8TWh devido a um aumento de 2,2 TWh nas importações líquidas e continuação de forte hidraulicidade e eolicidade face à média da época.

O preço médio à vista em Espanha desceu 32% nos 9M16 vs. 9M15, para €34/MWh (€42/MWh no 3T16 contra €30/MWh no 1S16), tanto em Espanha como em Portugal. O preço médio de CO₂ caiu 29% nos 9M16 face aos 9M15, para €5,3/ton nos 9M16. O preço médio final de electricidade em Espanha sofreu uma queda de 34%, para 42€/MWh nos 9M16. 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.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	9M16	9M15	Δ%
Hídrica	23,5	22,2	6%
Nuclear	7,0	7,0	-
Carvão	11,3	11,7	-4%
CCGT	28,8	28,8	0%
Fuel/gas/diesel	-	0,8	-
Regime Convencional	70,6	70,5	0%
Eólica	28,2	27,9	1%
PRE's (outras)	20,2	20,0	1%
Regime Especial	48,4	47,9	1%
Total	118,9	118,4	0%



Factores Chave	9M16	9M15	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,66	0,78	113%
Espanha	1,30	0,70	86%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,09	1,05	4%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	33,7	50,1	-33%
Espanha	34,0	50,0	-32%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	41,5	63,3	-34%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton (1)	5,3	7,4	-29%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	51,3	58,5	-12%
Gás NBP, €/MWh (1)	13,1	20,9	-37%
Brent, USD/Barril (1)	41,8	55,4	-25%
EUR/USD (1)	1,12	1,11	0%

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



DR Operacional (€ M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	618	776	-20%	-158
Receitas no mercado (i)	453	620	-27%	-167
Desvio anual (ii)	96	88	9%	+8
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	69	68	1%	+1
Custos Directos: CAE/CMEC	196	246	-20%	-50
Carvão	115	161	-29%	-46
Fuel	1	1	31%	+0
CO2 e outros custos (líquidos)	81	85	-5%	-4
Margem Bruta CAE/CMEC	422	530	-20%	-108
Térmica (cogeração) (1)	5	10	-55%	-6
Mini-hídricas	49	21	135%	+28
Margem Bruta Regime Especial	54	31	73%	+23
Custos Operacionais Líquidos (2)	81	95	-15%	-15
EBITDA	395	466	-15%	-70
Amortizações & provisões líquidas	97	116	-17%	-20
EBIT	299	349	-14%	-51
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Líqu.) (3)	(19)	9	-	-28
Empregados (#)	1.019	1.128	-10%	-109

CAE/CMEC: Dados-chave	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,05	1,05	-0%	-0,0
Carvão	1,05	1,07	-2%	-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)	12.040	11.049	9%	+992
Hydro	6.232	3.850	62%	+2.382
Coal	5.809	7.199	-19%	-1.391

Regime Especial: Dados-chave	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	638	493	29%	+145
Mini-hídricas Portugal	499	243	105%	+256
Térmica em Portugal	139	145	-4%	-6
Térmica em Espanha (1)	-	105	-	-
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	99	86	15%	+13
Térmica em Portugal	33	25	33%	+8
Térmica em Espanha (1)	-	57	-	-

Investimento Operacional (€M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	21	15	34%	+5
Regime Especial	1	1	-22%	-0
Total	21	16	31%	+5

O EBITDA da produção contratada de L.P. caiu 15% (-€70M face aos 9M15), para €395M nos 9M16, impactado pela transferência de 8 centrais hídricas para o mercado liberalizado, em função do fim dos respectivos PPAs (margem bruta de €65m nos 9M15). 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 20% face aos 9M15, para €422M nos 9M16, como resultado do termo dos PPAs acima referidos em Dez-15 e da depreciação da base de activos num contexto de inflação muito baixa e de 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 €96M nos 9M16, concentrando-se maioritariamente no 1S16 (apenas €11M no 3T16). Este montante será recuperado nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso. O desvio nas centrais hídricas ascendeu a €11M nos 9M16, uma vez que a maior produção (56% acima da referência CMEC) devido à hidráulicidade 66% acima de um ano hídrico médio, foi mitigada por um preço médio realizado 42% abaixo da referência do CMEC e por um impacto negativo da baixa inflação. Por sua vez, a margem bruta da central de Sines ficou €85M abaixo da referência CMEC nos 9M16, reflexo de uma produção e margem média unitária inferior à referência CMEC, em 9% e 32%, respetivamente.

A margem bruta no regime especial aumentou €23M face aos 9M15, para €54M nos 9M16, em consequência do aumento em 105% na produção mini-hídrica, suportado pela forte hidráulicidade.

Os custos operacionais líquidos⁽²⁾ caíram 15% face aos 9M15, para €81M nos 9M16, reflexo da transferência para o nosso portfólio de mercado da 627MW hídricos e de uma redução natural no número de colaboradores.

As amortizações líquidas e provisões ascenderam a €97M nos 9M16, reflectindo uma menor base de activos PPA/CMEC.

O investimento operacional na produção contratada de L.P. aumentou €5M nos 9M16 face aos 9M15, situando-se em €22M, 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. (Líqu.); (3) Inclui um custo realizado de €18M em 2016 e um ganho de €5M em 2015;

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	863	656	31%	+207
Produção de electricidade	602	441	37%	+161
Portugal	361	175	106%	+186
Espanha	265	257	3%	+8
Ajustamentos	(24)	8	-	-33
Comercialização de electricidade	190	161	18%	+29
Comercialização de gás	67	50	35%	+18
Ajustamentos	3	4	-32%	-1
Custos Operacionais Líquidos (1)	404	381	6%	+24
EBITDA	458	276	66%	+183
Provisões	(25)	1	-	-25
Amortizações e imparidades	172	150	15%	+23
EBIT	311	125	148%	+186

Performance Electricidade	9M16	9M15	Δ%	9M16	9M15	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		
Produção Electricidade	15.163	13.293	14%	19,1	31,8	-40%
Compras de Electricidade	28.367	26.536	7%	40,8	58,8	-31%

Fontes de Electricidade	43.529	39.829	9%	33,9	50,7	-33%
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (3)		
Perdas na Rede	967	676	43%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - Retalho	27.542	25.725	7%	60,2	65,1	-8%
Mercado Grossista	15.021	13.428	12%	42,3	60,2	-30%
Destinos de Electricidade	43.529	39.829	9%	52,7	62,3	-16%

Margem Bruta Electricidade (€ M)	9M16	9M15	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	18,7	11,6	61%	+7,1
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (4)	(1,7)	0,8	-	-2,4
Margem Unitária (€/MWh)	17,1	12,4	37%	+4,7
Volume Total (TWh)	43,5	39,8	9%	+3,7
Fontes & Destinos Electricidade	744	495	50%	+249
Outros (5)	48	107	n.a.	-58
Total	792	602	32%	+190

Destinos de Gás (TWh)	9M16	9M15	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	5,0	4,1	22%	+0,9
Vendido no mercado grossista de gás	10,9	13,6	-20%	-2,7
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	7,7	9,1	-16%	-1,5
Total	23,6	26,8	-12%	-3,2

O EBITDA das actividades liberalizadas subiu €183M face aos 9M15, para €458M nos 9M16, suportado por um custo médio de geração mais baixo, devido a uma forte recuperação nos recursos hídricos e produção (peso de 51% no mix de geração nos 9M16 vs. 28% nos 9M15); 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 termo dos PPAs de 8 centrais hídricas em Dez-15, 627MW de capacidade hídrica foram transferidos do portfólio de Produção Contratada L.P. (1,6TWh nos 9M16) para o portfólio de Produção Liberalizada.

A margem bruta no negócio de electricidade subiu 31% nos 9M16, para €789M, impulsionada por um acréscimo da margem média unitária (de €12,4/MWh nos 9M15 para €17,1/MWh nos 9M16) e nos volumes vendidos (+9% em termos homólogos).

Margens ⁽²⁾⁽³⁾: A margem média antes de coberturas melhorou de €11,6/MWh nos 9M15, para €18,7/MWh nos 9M16, alavancada sobretudo por um mix menos oneroso nas origens da electricidade vendida. O custo médio da electricidade vendida desceu 33% face aos 9M15, para €34/MWh nos 9M16, suportado por um custo médio de produção mais baixo (-40% face aos 9M15, resultado da maior contribuição hídrica e numa produção de carvão e gás de mais baixo custo) 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% nos 9M16, justificado por: (i) queda de 8% no preço médio de venda a clientes finais, em função de custos de electricidade mais baixos; e (ii) descida de 30% no preço médio de venda em mercado grossista (reflectindo a descida dos preços no mercado à vista).

Volumes: O volume vendido cresceu 9% para 44TWh nos 9M16, reflexo do acréscimo de electricidade vendida a clientes finais (+7%) e no mercado grossista (+12%). A nossa produção satisfaz 55% do total das vendas a clientes finais.

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ aumentaram 6% face aos 9M15, impulsionados por uma acréscimo de fornecimentos e serviços externos, explicada expansão de portfólio de geração e clientes; e pela capacidade transferida do portfólio de Produção Contratada L.P e expansão do portfólio de clientes.

O nosso abastecimento de gás em 2016 baseia-se num portfólio anual de 3,1bcm afecto a contratos de longo prazo. Nos 9M16, o volume de gás consumido caiu 10%, devido às 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 100% 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 num total de c38TWh para 2016 e de 24TWh para 2017, com um preço médio c€55/MWh (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.



DR Operacional (€ M)	9M16	9M15	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	602	442	36%	+160
Portugal	361	175	106%	+186
Espanha	265	257	3%	+8
Ajustamentos	(24)	8	-	-33
Fornecimentos e serviços externos	57	47	21%	+10
Custos com pessoal	39	37	5%	+2
Custos com benefícios sociais	-	0	-	-0
Outros custos operacionais (líq.)	122	131	-7%	-9
Custos Operacionais Líquidos (1)	217	215	1%	+2
EBITDA	385	227	69%	+157
Provisões	0	(1)	-	+1
Amortizações e imparidades	165	143	15%	+22
EBIT	219	85	158%	+134

Empregados (#)	622	575	8%	+47
----------------	-----	-----	----	-----

Dados-chave	9M16	9M15	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	15.163	13.293	14%	+1.870
CCGT	2.926	2.420	21%	+506
Carvão	3.513	6.329	-44%	-2.816
Hidroeléctrica	7.738	3.659	111%	+4.079
Nuclear	898	885	1%	+13
Cogeração e Resíduos (2)	88	-	-	88
Custos Variáveis (€/MWh) (3)	19,1	31,8	-40%	-12,7
CCGT	51,6	70,7	-27%	-19,2
Carvão	29,8	35,5	-16%	-5,7
Hidroeléctrica	2,6	6,1	-57%	-3,4
Nuclear	5,1	5,0	2%	+0,1
Factores de Utilização (%)				
CCGT	12%	10%	-	2p.p.
Carvão	44%	66%	-	-22p.p.
Hidroeléctrica	33%	23%	-	11p.p.
Nuclear	88%	87%	-	1p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (4)	3,9	6,2	-37%	-2,3

Investimento Operacional (€ M)	9M16	9M15	Δ%	Δ Abs.
Expansão	134	232	-42%	-99
Manutenção	53	27	95%	+26
Total	187	260	-28%	-73

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% nos últimos 12 meses, para 8.678MW em Set-16, reflectindo: i) o arranque de exploração comercial em Salamonde 2 (223MW no 1H16), o comissionamento integral de Baixo Sabor (+158MW face aos 9M15); ii) o encerramento de Soto 2 em Jan-16 (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 subiu 14% nos 9M16, sobretudo devido ao forte aumento na produção hídrica como consequência de maiores recursos hídricos e da contribuição de 'centrais ex-PPA', em Jan-16. A subida na produção hídrica foi parcialmente compensada por uma produção nas centrais a carvão inferior (-2,8TWh). O **custo médio de produção** desceu 40%, em termos homólogos, para €19/MWh nos 9M16, suportado pelo aumento do peso no mix de produção da tecnologia hídrica, mais barata: 51% do total da geração nos 9M16 vs. 28% nos 9M15. Adicionalmente, o custo médio de produção mais baixo reflecte menores custos associados às tecnologias a carvão e gás, suportados pela queda no preço do carvão/Brent e CO₂.

CCGTs: A **produção** aumentou 21% nos 9M16 face aos 9M15, impulsionada por um acréscimo em termos homólogos de 43% no 3T16 suportado no aumento da competitividade dos preços de gás comparativamente aos do carvão. O factor médio de utilização subiu 7pp no 3T16 (face ao 3T15), elevando o factor médio de utilização nos 9M16 a 12%. O **custo médio de produção** caiu 27% face aos 9M15, para €52/MWh nos 9M16, suportado por uma diminuição dos custos variáveis de gás e, não menos importante, pela maior diluição de custos fixos proporcionada pelo acréscimo de produção.

Carvão: A **produção** caiu 44% nos 9M16, penalizada pela forte eolicidade e hidraulicidade na P. Ibérica (particularmente no 1S16) e pela paragem programada de centrais a carvão (nomeadamente Soto 3 e Aboño 2), no âmbito do respectivo processo instalação de DeNOx. O **factor médio de utilização** caiu 22p.p., para 44% nos 9M16, (-19p.p., para 52% no 3T16). O **custo médio da produção** decresceu 16%, para €30/MWh, em particular devido a um menor custo do carvão e CO₂.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica aumentou 111% nos 9M16 (+4,1GWh), devido à contribuição das centrais ex-PPA (1,6TWh), 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 €6,1/MWh nos 9M15 para €2,6/MWh nos 9M16, 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 88% nos 9M16.

Os **custos operacionais líq.**⁽¹⁾ mantiveram-se estáveis face aos 9M15, em €217M nos 9M16, reflexo de maiores custos com fornecimentos e serviços externos, decorrentes da expansão do portfolio (nova capacidade hídrica e transferência de 'centrais ex-PPA'); e de uma redução de impostos pagos em Espanha resultante do preços de mercado mais baixo.

As **amortizações líquidas aumentaram** €22M, para €165M nos 9M16, impactadas pelas adições de capacidade.

O **investimento operacional** caiu €73M face aos 9M15, para €187M nos 9M16, suportado pela diminuição do investimento operacional de expansão dedicado à nova capacidade hídrica em Portugal, no seguimento da entrega de nova capacidade. O investimento operacional de manutenção ascendeu a €53M, reflectindo trabalhos de manutenção adicionais na central de Aboño 2, no âmbito do projecto de instalação de DeNOx. A Set-16, a EDP tem ainda 2 centrais hídricas em construção: Venda Nova 3 e Foz-Tua, ambos com data de arranque esperada no início de 2017. Relativamente aos investimentos DeNOx em curso, em Aboño 2 e Soto 3, investiu-se €26M nos 9M16 e é expectável que se efectuem paragens durante o 4T16 e o 1T17.

(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; Custo médio inclui cogeração e resíduos; (4) Inclui emissões de CO2 pela central de Aboño, que queima gases siderúrgicos.

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Espanha			
	9M16	9M15	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	106	105	1%	+1
Fornecimentos e serviços externos	51	44	15%	+7
Custos com pessoal	8	8	1%	+0
Custos com benefícios sociais	0	0	-48%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	24	26	-8%	-2
Custos Operacionais Líquidos (1)	83	78	6%	+5
EBITDA	23	26	-14%	-4
Provisões	(25)	2	-	-27
Amortizações e imparidades	2	2	-24%	-1
EBIT	46	23	104%	+23

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	9M16	9M15	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	141	106	33%	+35
Fornecimentos e serviços externos	79	62	29%	+18
Custos com pessoal	10	9	7%	+1
Custos com benefícios sociais	0	-	-	+0
Outros custos operacionais (líq.)	16	17	-8%	-1
Custos Operacionais Líquidos (1)	105	88	19%	+17
EBITDA	36	18	103%	+18
Provisões	(0)	0	-	-0
Amortizações e imparidades	5	4	35%	+1
EBIT	31	14	125%	+17

Dados-chave	9M16	9M15	Δ%	Δ Abs.
Comercialização em Espanha				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	12.328	11.296	9%	+1.032
Quota de Mercado (%)	9%	8%	-	0p.p.
Cientes (mil)	827	758	9%	+69
Electricidade - Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	352	373	-6%	-21
Cientes (mil)	230	241	-5%	-11
Gás - Mercado livre & Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	15.670	19.375	-19%	-3.705
Quota Mercado (%) (2)	3%	3%	-	0p.p.
Cientes (mil)	847	831	2%	+16
Comercialização em Portugal				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	13.634	12.842	6%	+792
Quota de Mercado (%) (3)	45%	45%	-	0p.p.
Cientes (mil)	3.969	3.577	11%	+392
Gás em Portugal - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	2.922	2.810	4%	112
Quota Mercado (%) (2) (4)	-	11%	-	-
Cientes (mil)	575	476	21%	+99
Investimento Operacional (€ M)	9	9	10%	+1
Empregados (#)	365	339	8%	+26

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** manteve-se estável, em €106M nos 9M16, influenciada por menores ganhos com as actividades de trading de gás assim como resultados assim como o aumento no negócio da comercialização.

O **volume de electricidade** vendido no mercado livre aumentou 9% nos 9M16 face aos 9M15, devido à expansão do portfólio de clientes nos últimos 12 meses. A quota de mercado (incluindo apenas volume de retalho) manteve-se quase estável em 9% face aos 9M15. O **volume de gás** vendido caiu 19% para 16TWh nos 9M16, 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, em 3% nos 9M16.

Os **custos operacionais líquidos**⁽¹⁾ aumentaram 6% em termos homólogos, para €83M nos 9M16, reflexo do acréscimo de custos com clientes decorrente da expansão do portfólio de clientes. O **EBIT** nos 9M16 foi ainda influenciado positivamente por uma reversão de provisões realizadas em anos anteriores.

Comercialização de Energia em Portugal

O forte ritmo de passagem de clientes para o mercado livre ao longo dos últimos anos está agora a abrandar, uma vez que a maior parte dos clientes já faz parte do mercado livre. No final de Set-16 o número de clientes no mercado livre tinha subido para mais de 4,7M (+437 mil clientes face aos 9M15), enquanto 98% dos clientes quanto ao mercado regulado são residenciais.

Neste contexto, a EDP expandiu o seu portfólio em 11% nos últimos 12 meses (+392 mil), para 4,0M de clientes em Set-16, ainda que evidenciando um abrandamento na captação de novos clientes face aos 12 meses anteriores (+845 mil clientes até Set-15). Em linha com a estratégia de promoção da satisfação dos nossos clientes e de aumento da receita por cliente, a EDP: (i) expandiu a sua oferta dual (electricidade + gás) em 10% face aos 9M15, (ii) intensificou a sua oferta de serviços energéticos; e (iii) o número de reclamações por cada mil clientes caiu 27% face aos 9M15, beneficiando do investimento significativo num novo sistema CRM, lançado em 2015.

A **margem bruta da EDP na actividade de comercialização em Portugal** subiu 33% (+€35M face aos 9M15), para €141M nos 9M16, impulsionada pela expansão do portfólio de clientes e pelo aumento de margem obtida por cliente.

Os **custos operacionais líquidos**⁽¹⁾ subiram €17 face aos 9M15, para €105M nos 9M16, reflexo da expansão do portfólio (acréscimo de custo com serviços a clientes, como sejam call centers, facturação, provisionamento) e aumento do peso de clientes residenciais no portfólio. A EDP está a criar espaço para reduzir o custo por cliente através de um aumento da taxa de digitalização: a facturação electrónica cresceu 30% em termos homólogos enquanto as faturas emitidas em papel caíram 8%.

(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 Jun-16; (4) Com base na informação disponível mais recente: Jun-15.

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.068	962	11%	+106
Forn. e serviços externos	222	209	6%	+13
Custos com Pessoal	69	61	14%	+8
Outros custos operac. (líq.)	(69)	(89)	-23%	+20
Custos Operacionais Líq. (1)	221	180	23%	+41
EBITDA	847	782	8%	+65
Provisões	(0)	(0)	-	+0
Amortizações e imparidades	443	408	8%	+35
EBIT	404	374	8%	+30
Resultados financeiros	(259)	(212)	22%	-47
Resultados em associadas	(2)	0	-	-3
Resultados Antes de Impostos	143	163	-12%	-20
Opex Performance	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Core Opex/MW Médio (€mil) (2)(	31,3	32,9	-5%	-2
Empregados (#)	1.061	1.009	5%	+52

A EDP Renováveis (EDPR) detém, opera e desenvolve a capacidade eólica e solar do Grupo EDP. A Set-16, a EDPR operava 9,735MW (+98MW nos 9M16 vs. 9M15), 356MW dos quais consolidados por equivalência patrimonial. O EBITDA da EDPR deriva maioritariamente de capacidade com CAEs contratados ou tarifas garantidas e está geograficamente disperso: 42% na América do Norte, 21% em Portugal, 18% em Espanha, e o remanescente em França, Polónia, Roménia, Bélgica, Itália e Brasil.

O EBITDA da EDPR cresceu 8% (+€65M), para €847M nos 9M16, reflectindo: i) a maior capacidade média em operação (+13%); ii) o maior médio factor de utilização (+1p.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 (forn. e serv. externos + custos com pessoal) +€21M nos 9M16 vs. 9M15. Adicionalmente, a evolução do EBITDA reflecte: i) +€40M nos 9M15, resultantes da consolidação integral da ENEOP e write-offs; e ii) -€15M nos 9M16 relacionados com outros itens e write-offs.

A produção cresceu 20% para 18TWh face aos 9M16, suportado por um aumento da capacidade média em operação e pelos recursos eólicos mais abundantes. O factor médio de utilização aumentou 1p.p. para os 29% nos 9M16, a beneficiar de melhores recursos eólicos, particularmente nos Estados Unidos e na Península Ibéria, particularmente no 1T16. O preço médio de venda diminuiu 7% nos 9M16 face aos 9M15, para os €60/MWh, impulsionado por: i) diminuição dos preços pool em Espanha; ii) preço médio dos ativos da ENEOP abaixo da média do portefólio; iii) novos PPA's nos Estados Unidos, iv) fim de um dos PPAs num parque eólico no Texas; e v) um menor volume nas vendas de certificados de energia renovável.

Os custos operacionais (fornecimentos e serviços externos + custos com pessoal) subiram 8% face aos 9M15 (+€21M), reflectindo o aumento do número de colaboradores (1.061 nos 9M16 colaboradores vs. 1.009 nos 9M15) e maiores custos de operação e manutenção (+€6M face aos 9M15), ambos resultantes do crescimento do portefólio de produção. Os custos operacionais em função dos MWs médios diminuíram 5% para 31,3K/MW nos 9M16 demonstrando a rigorosa disciplina de custos da EDPR. Outros custos operacionais (líquidos) diminuíram €20M (-23% face aos 9M15), reflexo de custos não recorrentes (write-offs) nos 9M15, de novas parcerias institucionais e menores custos com impostos sobre a geração em 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;

Dados Gerais	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Capacid. Instalada (MW)	9.379	8.878	6%	+502
Europa	4.942	4.860	2%	+83
América do Norte	4.233	3.934	8%	+299
Brasil	204	84	143%	+120
Electric. Produzida (GWh)	18.054	14.994	20%	+3059
Factor méd. utilização (%)	29%	28%	-	1 p.p.
Preço méd. venda (€/MWh)	60	65	-7%	-5
EBITDA (€ M)	847	782	8%	+65
Europa (3)	497	509	-3%	-13
América do Norte	354	282	26%	+72
Brasil	16	9	68%	+6
Outros & Ajustam.	(19)	(18)	6%	-1
EBIT (€ M)	404	374	8%	+30
Europa (3)	275	306	-10%	-31
América do Norte	140	84	68%	+57
Brasil	10	5	91%	+5
Outros & Ajustam.	(21)	(21)	4%	-1
Investim. Operac. (€ M)	583	595	-2%	-13
Europa (3)	73	77	-6%	-5
América do Norte	464	474	-2%	-10
Brasil	46	44	4%	+2
Outros & Ajustam.	-	0	-	-

Dados da Acção	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	7,15	5,87	22%	1,3
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-

Dados Dem. Posição Financeira (€M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Empréstimos bancários e outros (Líq.)	574	645	-11%	-71
Dívida c/ empresas EDP (Líq.)	2.821	3.042	-7%	-221
Dívida Líquida	3.396	3.686	-8%	-291
Interesses não controláveis	1.251	874	43%	+377
Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (4)	1.105	1.114	-1%	-9
Valor Contabilístico	6.067	5.904	3%	+163
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,12	1,12	0%	0,00

Resultados Financeiros (€ M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(134)	(141)	5%	+7
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(68)	(58)	-17%	-10
Custos capitalizados	18	16	13%	+2
Diferenças Cambiais e Derivados	5	(1)	-	+6
Outros	(80)	(27)	-	-53
Resultados Financeiros	(259)	(212)	-22%	-47

O EBIT aumentou 8% face aos 9M15, para €404M nos 9M16. As amortizações e imparidades aumentaram (+€35M) em consonância com o aumento da média dos MWs em operação, e da consolidação integral dos activos da ENEOP, desde Set-15.

O investimento operacional totalizou €583M nos 9M16 (-2% vs. 9M15): 79% do total foi alocado à América do Norte, a principal região driver de crescimento da EDPR em 2016-2020; 13% à Europa e 8% ao Brasil. O encaixe obtido na estratégia de rotação de activos totalizou €829M nos 9M16, reflexo do acordo com a Axiom nos EUA (€279M), em Jan-16, e com a Vortex na Europa (€550M) em Abr-16.

A dívida líquida da EDPR a Set-16 ascendeu a €3,4MM (vs. €3,7MM em Dez-15), reflectindo principalmente: i) os acordos de rotação de activos e o investimento no período (-€224); e (ii) o encaixe proveniente de parcerias institucionais (-€78M). Adicionalmente, a evolução da dívida líquida traduz os dividendos pagos (€127M), as diferenças cambiais e outros. Os passivos relativos a parcerias institucionais ascenderam a €1.105M a Set-16, reflectindo os benefícios fiscais pagos a investidores (+€60M vs. Dez-15), e o estabelecimento de novas parcerias de financiamento durante o período. Os interesses não controláveis, ao nível do balanço, aumentaram €377M nos 9M16 totalizando €1.251M, resultado das participações minoritárias em activos na América do Norte (c67% do total), na Europa (c29%) e no Brasil (c4%).

Os custos financeiros líquidos ascenderam a €47M para €259 nos 9M16, impactados sobretudo por outras despesas financeiras (+€53M face aos 9M15), que inclui o impacto negativo de €30M, reflexo do cancelamento de financiamento de projetos, assim como de outros custos financeiros oriundos da consolidação da ENEOP. Os juros líquidos pagos caíram 5% face aos 9M15, devido ao menor custo médio da dívida, que essencialmente se deveu à renegociação de parte da dívida de longo prazo com a EDP. Os custos com parcerias institucionais aumentaram €10M face aos 9M15, reflexo de novas parcerias institucionais. As diferenças cambiais e os derivados tiveram um impacto positivo de €6M face aos 9M15. Os Resultados em associadas perfizeram -€2M (-€3M vs. 9M15), reflectindo as participações minoritárias nos Estados Unidos e em Espanha.

EDP Renováveis: América do Norte & Brasil



América do Norte	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD - Taxa média do período	1,12	1,11	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 (%)	32%	30%	-	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	9.033	7.638	18%	+1.396
CAE/Coberturas/Tarifa	7.496	6.500	15%	+996
Mercado	1.537	1.137	35%	+400
Preço médio de venda (USD/MWh)	46,9	52,1	-10%	-5,2
CAE/Coberturas/Tarifa	48,9	52,6	-7%	-3,6
Mercado	34,9	46,8	-25%	-12
Margem Bruta Ajustada (USD M)	566	519	9%	+47
Margem Bruta (USD M)	407	388	5%	+19
Receitas PTC & Outras (USD M)	159	130	22%	+29
EBITDA (USD M)	395	314	26%	+81
EBIT (USD M)	157	93	68%	+63
Capacidade instalada (MW Equity)	179	179	0%	-
Inv. Operacional Líquido (USD M)	517	528	-2%	-11
Inv. Operacional Bruto	517	528	-2%	-11
"Cash grant" recebido	-	-	-	-
Capacidade em construção (MW)	629	299	110%	+330

Brazil	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Euro/Real - Taxa média do período	3,96	3,52	-11%	+0,43
Capacidade instalada (MW)	204	84	143%	+120
Factor médio de utilização (%)	30%	28%	-	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	440	156	182%	+284
Preço médio de venda (R\$/MWh)	225	371	-39%	-145
Margem Bruta (R\$ M)	91	55	65%	+36
EBITDA (R\$ M)	62	33	89%	+29
EBIT (R\$ M)	41	19	115%	+22
Investimento operacional (R\$ M)	167	156	-	+11
Capacidade em construção (MW)	127	120	6%	+7

Na **América do Norte**, a capacidade instalada ascendeu a 4.233MW em Set-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 total instalada (3,5GW), 82% está sob contratos de remuneração 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 26% (+USD81M), para USD395M nos 9M16 face aos 9M15**, suportado por: i) aumento da produção (+18% para 9GWh) reflectindo o aumento da capacidade instalada nos últimos 12 meses; ii) factores de utilização excepcionais (32% vs. 30% nos 9M15) que mais do que compensou o menor preço médio de venda de USD46,9/MWh (-10% face aos 9M15); iii) aumento de 22% face aos 9M15 para USD159M, proveniente dos ganhos com parcerias institucionais. A **eolicidade** registada foi mais forte (particularmente na Oeste +4p.p. nos 9M16 vs. 9M15), justificando a subida em 2p.p. do factor médio de utilização nos 9M16. O **preço médio de venda** foi impactado negativamente por: i) preços CAE/Coberturas/tarifas 'feed-in mais baixos de (-7% nos 9M16 vs. 9M15), para USD48.9; ii) os preços de mercado caíram em 25% face aos 9M15, para USD34,9MWh nos 9M16. CAE/Coberturas/tarifas 'feed-in foram impactados negativamente por preços CAE mais baixos assim como pelo fim do CAE do parque eólico de 200MW Lone Star II em Dez-15. O preço realizado no mercado grossista apresentou uma descida, reflectindo menores receitas com as vendas dos créditos em energia renovável, assim como uma recuperação nos recursos eólicos face aos 9M15. No Canadá, o preço médio de venda de USD110/MWh foi 4% 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. Em Set-16, a EDPR tinha 299MW de **nova capacidade eólica** instalada nos EUA, +199MW em Waverly, Kansas; e +100MW em Arbuckle, Oklahoma. 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 1T16, pela venda à Axiom de uma participação minoritária num portefólio 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 estabelecida com a Google em Out-15, relativa ao parque eólico de Waverly nos EUA. Em Set-16, a EDPR acordou o financiamento através de uma parceria institucional de USD342 milhões em troca de uma participação minoritária em dois projetos eólicos (250MW no parque eólico Hidalgo e 78MW no parque eólico Jericho Rise). O financiamento irá ter lugar perto da data de início das operações de ambos os projectos, prevista para o 4T16.

O **EBITDA da EDPR no Brasil aumentou 89%** face aos 9M16, para R\$62M nos 9M16, reflectindo +120MW de nova capacidade em operação (Baixa do Feijão) e um aumento de 2p.p. no factor médio de utilização, que mais do que compensou: i) a descida no preço médio de venda para os R\$255/MWh nos 9M16, face aos R\$371/MWh nos 9M15 devido ao menor preço PPA de Baixa do Feijão).

A **capacidade instalada da EDPR no Brasil (204MW)** opera ao abrigo de contratos de longo-prazo, permitindo grande visibilidade na geração de cash-flow. Da capacidade total instalada de 204MW, 120MW iniciaram a sua operação em Jan-16 com um preço CAE de R\$97/MWh. A Set-16 a EDPR tinha 127MW **em construção** com CAE acordado em Dez-13 e com entrada em operação prevista para 2017. Adicionalmente, em Nov-15 foi estabelecido um CAE para nova capacidade, com previsão de entrada em operação em 2018 – os preços são atualizados à inflação durante o período de 20 anos do 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



Espanha	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.194	2.194	0%	+0
Factor médio de utilização (%)	28%	26%	-	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	3.982	3.705	7%	+277
Prod. c/capac. complement (GWh)	3.668	3.415		
Produção Standard (GWh)	2.955	2.955		
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	713	460		
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	314	290		
Preço médio de venda (€/MWh)	69,2	73,7	-6%	-5
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	30	45	-33%	-15
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	16,0	-		
Complemento (€M)	113	113,5		
Ganhos/(perdas) de cobertura (€M)	27,8	-6,0		
Margem Bruta (€ M)	275	272	1%	+4
EBITDA (€M) (1)	184	181	1%	+2
EBIT (€ M) (1)	84	88	-4%	-4
Capacidade instalada (MW Equity)	177	174	2%	+3
Investimento operacional (€ M)	3	2	60%	+1
Capacidade em construção (MW)	-	2	-	-2

Portugal	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.251	1.243	1%	+8
Factor médio de utilização (%)	28%	27%	6%	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	2.317	1.218	90%	+1.099
Preço médio de venda (€/MWh)	91,5	105,2	-13%	-14
Margem Bruta (€ M)	212	129	65%	+83
EBITDA (€ M)	177	208	-15%	-31
EBIT (€ M)	127	184	-31%	-57
Capacidade instalada (MW Equity)	-	-	-	-
Investimento Operacional (€ M)	26	10	150%	+16
Capacidade em Construção (MW)	-	4	-	-4

Em Espanha, a capacidade instalada da EDPR manteve-se estável em 2.194MW nos 9M16 (MW EBITDA), à qual acresceram 177MW, correspondentes à posição minoritária da EDPR noutros projectos eólicos (consolidados pelo método de equivalência patrimonial).

O EBITDA da EDPR em Espanha totalizou €184M nos 9M16 (+1% face a 9M15) reflectindo o aumento na produção final (+7% face aos 9M15, para 4TWh), impulsionada pelo maior factor médio de utilização em 2p.p no período, e mitigando assim o efeito do menor preço médio de venda de €69,2/MWh (-6% face aos 9M15). O preço médio de venda reflecte o menor preço realizado em mercado, €30/MWh nos 9M16 vs. €44,9/MWh nos 9M15, uma vez verificados: i) os ajustamentos regulatórios⁽²⁾ de €16M; e ii) a maior eolicidade. Os ganhos com a capacidade contratada em Espanha totalizaram €28M no período. Note-se que 91% da capacidade em Espanha tem direito a receber um complemento de capacidade. No sentido de reduzir a sua exposição à volatilidade dos preços de mercado, a EDPR acordou mais 1,2TWh para 4Q16 e 3,8TWh para o ano 2017, ambos a €44/MWh.

Em Portugal, a EDPR detém um portefólio de 1.251MW, incluindo 613MW, resultantes da consolidação integral da ENEOP desde Set-15 e 2MW de capacidade em energia solar.

O EBITDA da EDPR em Portugal totalizou €177M nos 9M16 (-€31M face aos 9M15) que inclui o montante líquido resultante dos eventos extraordinários, decorrentes da aquisição de controlo sobre alguns activos e passivos da ENEOP desde o 3T15. Excluindo estes eventos não recorrentes, a evolução do EBITDA reflecte o aumento na produção em Portugal (2,3GWh nos 9M16 vs. 1,2GWh nos 9M15) e o maior factor médio de utilização +1p.p. para 28% em termos homólogos - ainda assim, acima da média de longo prazo (factor de eolicidade: 1,09 nos 9M16). O preço médio de venda caiu 13% nos 9M16 para os €92MWh, devido ao menor preço das tarifas nos parques eólicos transferidos da ENEOP.

A EDPR acordou com a Ventinvest no 4T15, a aquisição de licenças para a exploração de 216MW 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 Vortex para a venda da participação de 49% do capital e dos respectivos suprimentos num portefólio europeu de parques eólicos, representativo de 664MW para €550M, dos quais 348MW localizados em Espanha e 191MW em Portugal (parte dos activos da 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 (€50/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 Set-16; +€13M se considerado de Jan-16 a Set-16



Resto da Europa	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.497	1.423	5%	+75
Factor médio de utilização (%)	23%	26%	-10%	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	2.282	2.279	0%	+4
Preço médio de venda (€/MWh)	85	88	-3%	-3
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	418	392	7%	+27
Factor médio de utilização (%)	21%	26%	-16%	-4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	625	647	-3%	-22
Preço médio de venda (PLN/MWh)	341	395	-14%	-54
EUR/PLN - Avg. Rate in period	4,36	4,16	-5%	+0
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	521	521	0%	-
Factor médio de utilização (%)	24%	26%	-9%	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	791	838	-6%	-47
Preço médio de venda (RON/MWh)	345	321	8%	+24
EUR/RON - Avg. Rate in period	4,49	4,44	-1%	+0
França				
Capacidade instalada (MW)	388	340	14%	+48
Factor médio de utilização (%)	24%	24%	-2%	-0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	582	536	9%	+46
Preço médio de venda (€/MWh)	90	91	-1%	-0
Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	171	171	0%	-
Factor médio de utilização (%)	25%	27%	-5%	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	284	257	10%	+26
Preço médio de venda (€/MWh)	113	115	-2%	-2
Margem Bruta (€ M)	192	197	-2%	-4
EBITDA (€ M)	138	146	-6%	-9
EBIT (€ M)	68	70	-3%	-2
Investimento Operacional (€ M)	42	69	-39%	-26
Capacidade em Construção (MW)	32	125	-74%	-92

Nos mercados europeus fora da Península Ibérica, a EDPR tinha uma capacidade instalada total de 1.497MW, em Set-16, +75MW em termos homólogos (+77MW na Polónia, +48MW 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 32MW em construção: 18MW em França e 14MW em Itália.

O EBITDA da EDPR diminuiu 6% (-€9M) em termos homólogos para €138M nos 9M16, pese embora o aumento da capacidade média em operação (+8%), fomentado por: i) menor factor médio de utilização (-3p.p. nos 9M16 vs. 9M15), e ii) menor preço médio de venda, 85€/MWh (-3% em termos homólogos).

Na Polónia, a EDPR opera 418MW de capacidade eólica +27MW face aos 9M15. A **produção eólica** caiu 3%, nos 9M16 para 625GWh, reflectindo um menor factor médio de utilização em 21% (-4p.p. face aos 9M15) e que contrabalança com o aumento na capacidade operacional média. O **preço médio de venda** caiu 14% no período, para PLN341/MWh conduzido pela acentuada queda nas receitas com os certificados verdes.

Na Roménia, a EDPR opera 521MW: 471MW de capacidade eólica, 50MW de solar FV. A produção diminuiu 6% face aos 9M15, para 791MWh nos 9M16 (57MWh dos quais provenientes de energia solar), resultado de um menor factor médio de utilização 24% vs. 26%, nos 9M15. Por sua vez, o **preço médio de venda aumentou 8% nos 9M16**, para RON345/MWh com os preços a recuperarem substancialmente.

Em França, a EDPR adicionou 12MW de nova capacidade no 3T16 vs. 2T16, expandindo a sua capacidade instalada para 388MW. A **produção eólica** aumentou 9% face aos 9M15, para 582GWh nos 9M16, suportada pela maior capacidade média em operação e um factor médio de utilização estável nos 24%. A tarifa média foi de €90/MWh (mantendo-se estável em termos homólogos) e reflecte a indexação do preço à taxa de inflação.

Na Bélgica, os 71MW em operação registaram uma diminuição de 6% na produção para os 95GWh, resultante de um factor médio de utilização ligeiramente mais baixo, -1p.p. em termos homólogos. O preço médio de venda permaneceu estável para os €109/MWh nos 9M16, reflectindo a actual estrutura de preços CAEs.

Em Itália, a EDPR opera uma capacidade total de 100MW de tecnologia eólica nos 9M16. A produção eólica avançou 20% para 189GWh, reflectindo a maior capacidade média em operação, que mitigou a descida de 2p.p no factor médio de utilização para os 25%, nos 9M16. O preço médio de venda diminuiu para €116/MWh nos 9M16, devido à diversidade de parques eólicos em operação, traduzindo o menor preço associado à nova capacidade instalada (leilão vs. antigo regime).

Em linha com o programa de **rotação de activos** acordado em Abril de 2016, os restantes 125MWh do portfólio Europeu de activos eólicos estão localizados em França (54MWh, dos quais 24MWh não estão em operação) e na Bélgica (71MWh).

Em Out-16, a EDPR encaixou €363M, relativos à venda acordada em Dez-15, de 49% da participação num portefólio de activos eólicos na

- 
 - Opção de escolha de preço regulado de electricidade (PLN167,45/MWh para 3T16) 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



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 8% (-€61M) em termos homólogos, para €749M nos 9M16, reflectindo o ganho não recorrente de €89M registado nos 9M15, fruto da venda de activos de gás em Espanha à Redexis. Excluindo este impacto, o EBITDA das Redes Reguladas aumentou 4% (+€28M) nos 9M16 vs. 9M15, 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% nos 9M16 (+€27M vs. 1S15) reflexo de: (i) em Espanha, maiores proveitos na distribuição de electricidade e a exclusão dos activos de gás vendidos no 1T15; ii) em Portugal, a redução na taxa de retorno sobre o RAB na distribuição de gás, decorrente de revisão regulatória aplicável desde Jul-16 e redução de proveitos regulados na comercialização de electricidade de último recurso (fruto da contracção de actividade); as quais foram apenas parcialmente compensadas pelo aumento ligeira da taxa de retorno na distribuição de electricidade (de 6,34% nos 9M15 para 6,48% nos 9M16).

Os **custos controláveis**⁽⁵⁾ recuaram 2% no período (-€7M), em virtude de menores custos com serviços ao cliente e de uma redução do número de empregados (-2%). O **investimento operacional** ascendeu a €233M nos 9M16, incluindo investimento em redes inteligentes, em Portugal.

Em Portugal, a dívida acumulada do sistema eléctrico baixou €99M no 3T16, para €5,2MM a Set-16, suportada por uma subida de 45% no preço de mercado à vista face ao 3T16 e por uma eolicidade normalizada no 3T16. Face a Dez-15, a dívida acumulada do sistema eléctrico à EDP e a investidores financeiros caiu €14M.

Em 14-Out-16, a ERSE divulgou a **proposta de tarifas para 2017**, definindo uma aumento tarifário médio de 1,2%, aplicável aos consumidores residenciais no mercado regulado. De acordo com a proposta da ERSE, a dívida tarifária do sistema eléctrico Português deverá cair €547M em 2017. A Proposta tarifária para 2017 inclui o impacto da aplicação da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de Outubro, segundo a qual os produtores de energia eléctrica em regime especial, que beneficiem de remuneração garantida, deverão devolver ao sistema em 2017 outros incentivos recebidos, num total estimado de €140M. Este montante abaterá à dívida (50%) e ao aumento tarifário.

Os **activos regulatórios na P. Ibérica da EDP** diminuíram de €2.306M em Dez-15 para €1.205M em Set-16, suportados por 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 €869M em Set-16, reflexo de: **(1)** -€2.013M pela venda sem recurso do direito sobre défices tarifários de 2014-16; **(2)** +€935M de défice tarifário ex-ante para 2016, a recuperar em 5 anos e até 2020, remunerado a uma taxa anual de 2,24%; **(3)** -€252M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; **(4)** +€76M de novos desvios tarifários criados no sistema nos 9M16; e **(5)** -€10M de desvios devolvidos ao sistema na distribuição de gás. Os principais factores geradores de desvio tarifário na electricidade em Portugal nos 9M16 foram: i) o maior sobrecusto de produção em regime especial (€69/MWh no 1T16 vs. €59/MWh assumidos pela ERSE no cálculo das tarifas de 2016), que representou um desvio de €161M nos 9M16; apenas parcialmente compensado por ii) um custo médio de aquisição de electricidade na CUR inferior ao esperado (-€68M, montante a devolver à tarifa).

O **montante de recebimentos futuros dos CMEC** aumentou de €216M em Dez-15 para €264M em Set-16, devido a: **(1)** recuperação de €47M em 2016 através das tarifas, relacionado com desvios negativos de 2014 e 2015, e **(2)** €96M de desvio negativo nos 9M16, 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 Set-16, correspondente à componente do défice tarifário de gás em Espanha.

DR Operacional (€ M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.291	1.264	2%	+27
Fornecimentos e serviços externos	247	252	-2%	-5
Custos com pessoal	89	91	-2%	-2
Custos com benefícios sociais	19	17	14%	+2
Outros custos operacionais (líquidos)	186	93	100%	+93
Custos Operacionais Líquidos (1)	542	453	19%	+88
EBITDA	749	810	-8%	-61
Provisões	6	3	-	+3
Amortizações e imparidades	254	247	3%	+7
EBIT	490	560	-13%	-71
Capex & Opex Performance	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (5)	336	343	-2%	-7
Custos control./cliente (€/cliente)	44	43	1%	+1
Custos control./km de rede (€/km)	1.298	1.334	-3%	-35
Empregados (#)	3.788	3.858	-2%	-70
Investimento Operacional (€ M)	233	223	4%	+10
Rede de Distribuição (Km)	259	257	1%	+1
Activos/Passivos Regulatórios (€ M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	1.205	2.261	-47%	-1.057
Espanha - Défice 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 Ultimo Recurso + Distribuição + Gás				
Início do período	2.021	2.203	-8%	-182
Recuperações no período	(2.266)	(1.239)	-83%	-1.027
Gerado no período	1.001	1.013	-1%	-12
Outros (3)	114	56	101%	+57
Fim do período	869	2.033	-57%	-1.164
Portugal - CMEC's				
Início do período	216	112	92%	+103
(Recuperado)/Devolvido no Período	(47)	(16)	-192%	-31
Gerado no período	96	88	9%	+8
Outros	-	0	n.m.	-0
Fim do período	264	184	44%	+80

(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)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	931	933	-0%	-1
Fornecimentos e serviços externos	184	196	-6%	-11
Custos com pessoal	68	70	-3%	-2
Custos com benefícios sociais	18	15	17%	+3
Rendas de concessão	189	188	1%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	(3)	(6)	45%	+3
Custos Operacionais Líquidos (1)	456	463	-2%	-7
EBITDA	475	469	1%	+6
Provisões	6	2	264%	+4
Amortizações e imparidades	182	179	1%	+2
EBIT	287	288	-0%	-1

Margem Bruta	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	931	933	-0%	-1
Margem bruta regulada	927	927	-0%	-0
Margem bruta não-regulada	4	5	-24%	-1
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	892	881	1%	+11
Electricidade distribuída (GWh)	33.412	33.393	0,1%	+19
Pontos de ligação à rede (mil)	6.137	6.102	1%	+36
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	35	46	-24%	-11
Clientes fornecidos (mil)	1.468	1.869	-21%	-401
Electricidade vendida (GWh)	3.245	4.446	-27%	-1.202

Investimento & Custos Operac.	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	253	266	-5%	-14
Custos control./cliente (€/cliente)	41,1	43,6	-6%	-2
Custos control./km de rede (€/km)	1.120	1.185	-5%	-64
Empregados (#)	3.265	3.329	-2%	-64
Investimento Operacional (€ M)	183	181	1%	+2
Rede de distribuição (Km)	225	225	0%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	38	40	-6%	-3

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal aumentou 1% face aos 9M15, para €475M nos 9M16, reflectindo o impacto misto de um apertado controlo de custos e da contracção da base de clientes regulados, com a passagem para o mercado livre.

Os proveitos regulados na actividade de distribuição para o ano de 2016 foram fixados em €1.182M, assumindo: i) uma taxa de retorno sobre a base de activos regulados (RoRAB) de 6,34% (com base numa yield das OT a 10 anos de 2,6%), ainda que a taxa de retorno real seja calculada com base na média diária das yields das OTs a 10 anos entre Out-15 e Set-16 (6,48%); ii) uma procura de electricidade de 45,1TWh em 2016 (1,8% acima da electricidade distribuída em 2015); e iii) um deflator do PIB de 0,8%. Em relação à distribuição de electricidade de último recurso, os proveitos regulados para 2016 ascenderam a €40M. Os principais pressupostos com impacto na evolução da dívida tarifária são: (1) um prémio sob o preço médio da produção em regime especial de 59,3/MWh; (2) um preço médio de electricidade no mercado de €53,0/MWh, suportado por um preço médio estimado da pool de €49,2/MWh e; (3) produção em regime especial em 21,6TWh (5,4% acima de 2015).

Em 14-Oct-2016, a ERSE publicou a proposta de tarifas para 2017, que prevê receitas de €1.199M na distribuição de electricidade e €39M na distribuição de electricidade de último recurso.

Nos 9M16, os proveitos regulados na actividade de distribuição aumentaram 1% face aos 9M15 (+€11M), para €892M, reflectindo um aumento do retorno na base de activos de 14 p.p., para 6,48% nos 9M16. A electricidade distribuída estabilizou nos 9M16 (+0,1% face aos 9M15), suportado por um aumento de 0,9% face aos 9M15 no 3T16.

Os proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU) caíram 24% (-€11M) em termos homólogos, para €35M nos 9M16, 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 27% vs. 9M15, para 3,2TWh nos 9M16. O número total de clientes fornecidos diminuiu em 401 mil (-21%) no período, para 1.468 mil em Set-16 (representando 24% do total de clientes de electricidade), concentrando-se sobretudo no segmento residencial.

Os custos operacionais controláveis⁽²⁾ caíram 5% face aos 9M15 (-€14M), suportados por uma redução de serviços ao cliente e por uma redução de 2% número de colaboradores.

O investimento operacional manteve-se estável em €183M nos 9M16, incluindo €24M de investimento em redes inteligentes. O TIEPI diminuiu de 40 minutos nos 9M15 para 38 minutos nos 9M16.

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

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



DR Operacional (€ M)	Electricidade Espanha				Gás Espanha				Gás Portugal				Actividade Redes Reguladas	9M16	9M15	% Δ	Abs. Δ
	9M16	9M15	% Δ	Abs. Δ	9M16	9M15	% Δ	Abs. Δ	9M16	9M15	% Δ	Abs. Δ					
Margem Bruta	167	132	27%	35	144	152	-5%	-8	49	48	4%	2	Nº Pontos Ligação (mil)				
FSEs	30	26	18%	5	22	20	8%	2	10	10	4%	0	Electricidade Espanha	661	660	0%	+1
Custos Pessoal	14	14	6%	1	6	6	-9%	-1	1	1	15%	0	Gás Espanha	924	915	1%	+9
Custos Benefícios sociais	1	1	-15%	-0	0	0	-6%	-0	0	0	47%	0	Gás Portugal	338	326	4%	+13
Outros custos operac. (líq.)	(2)	(1)	37%	-0	1	(88)	n.m.	89	0	0	-27%	-0	Energia Distribuída (GWh)				
Custos Operac. Líquidos (1)	44	39	12%	5	29	(61)	-	90	12	12	5%	1	Electricidade Espanha	6.915	6.873	1%	+42
EBITDA	123	92	33%	30	115	213	-46%	-98	37	36	4%	1	Gás Espanha	19.775	21.025	-6%	-1,2k
Provisões	0	2	-	-2	0	(0)	n.m.	0	0	(1)	n.m.	1	Gás Portugal	5.271	5.135	3%	+136
Amortizações e imparidades	30	26	15%	4	30	30	1%	0	12	12	0%	0	Rede (Km)				
EBIT	92	64	45%	28	85	184	-54%	-99	25	24	3%	1	Electricidade Espanha	20.448	20.392	0%	+56
Investimento operacional	23	21	11%	2	14	13	5%	1	14	9	53%	5	Gás Espanha	8.032	7.700	4%	+331
Margem Bruta	167	132	27%	35	144	152	-5%	-8	49	48	4%	2	Gás Portugal	5.010	4.720	6%	+290
Margem Bruta Regulada	137	118	16%	19	126	133	-6%	-7	46	46	-0%	-0	Empregados (#)				
Margem bruta não-regulada	30	14	119%	16	18	19	-4%	-1	4	2	119%	2	Electricidade Espanha	291	297	-2%	-6
													Gás Espanha	167	168	-1%	-1
													Gás Portugal	65	64	2%	+1

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha aumentou €30M face aos 9M15, para €123M nos 9M16, suportado pelos novos termos regulatórios anunciados em Jun-16 e aplicáveis desde 1-Jan-16. A electricidade distribuída pela EDP Espanha, principalmente na região das Astúrias aumentou 0,6% face aos 9M15, para 6,9TWh.

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. 9M15).

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha nos 9M16 ascendeu a €115M (-€98M vs. 9M15), 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 7% (-€9M) reflectindo a exclusão de activos de gás vendidos no 1T15 e menores ajustamentos de anos anteriores. O volume de gás distribuído caiu 6% nos 9M16 face aos 9M15, para 19,8TWh, 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 (contribuição imaterial nos 9M16).

ACTIVIDADES DE GÁS REGULADAS EM PORTUGAL

O EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal ascendeu a €37M nos 9M16 (+€1M vs. 9M15), reflectindo uma taxa de retorno sobre o RAB de 7,85% no 1S16 e 6,2% no 3T16. O volume de gás distribuído aumentou 3% nos 9M16 face aos 9M15, situando-se nos 5,3TWh, 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.)

EDP - Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)			
	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.308	2.150	7%	+157
Fornecimentos e serviços externos	442	392	13%	+49
Custos c/ pessoal e benef. aos empregad	337	292	15%	+45
Outros custos operacionais (líquidos)	(370)	(786)	-53%	+415
Custos Operacionais Líquidos (1)	409	(101)	-	+510
EBITDA	1.899	2.251	-16%	-352
Provisões	14	22	-37%	-8
Amortizações e imparidades	417	337	24%	+81
EBIT	1.468	1.893	-22%	-425
Resultados financeiros	(464)	(484)	4%	+20
Resultados em associadas	(31)	(120)	74%	+89
Resultados Antes de Impostos	973	1.289	-25%	-317

Investimento	(R\$ M)			
	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	424	246	72%	+177
Investimento Financeiro	391	475	-18%	-84

Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil ('EDPB') diminuiu 16% no período (-R\$352M) para R\$1.899M nos 9M16, impactado pelo ganho de R\$278M com a aquisição da central mini-hídrica do Pantanal no 1T16 e pelo ganho de R\$885M com a aquisição de Pecém no 2T15, ambos reconhecidos ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. Ajustado por estes efeitos não-recorrentes da venda do Pantanal e Pecém, o EBITDA teria crescido 19% vs. 9M15 para R\$1.621m. O EBITDA da geração e comercialização subiu R\$273M para R\$1.081M, reflectindo a consolidação integral de Pecém, desde 15 de Maio de 2015 (+R\$181M), e a melhor performance das barragens (+R\$151M vs 9M15) devido a um impacto menos severo do défice hídrico vs. maior impacto nos 9M15 (GSF em 87% nos 9M16 vs. 82% nos 9M15 e o PLD de R\$71/MWh nos 9M16 vs. R\$325/MWh nos 9M15). O EBITDA da distribuição desceu R\$35M para R\$612M nos 9M16, 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 da atualização do valor residual dos ativos das concessões. A performance do EBITDA em Euros foi penalizada pela desvalorização de 11% do BRL face ao EUR (-€59M de impacto).

Os custos operacionais líquidos aumentaram R\$510M face aos 9M15 devido ao reconhecimento dos mencionados ganhos de capital ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. Ao nível do Opex, os custos subiram 14% fruto da consolidação de Pecém. Numa comparação pro-forma, com Pecém consolidado integralmente desde Jan-15, os custos teriam crescido 1%, apesar de uma inflação de 9%.

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

(2) Nº de acções inclui aumento capital aprovado a 8 de Julho.

Consolidado (€ M)			
9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
583	610	-4%	-27
112	111	0%	+0
85	83	3%	+2
(78)	(239)	-68%	+162
119	(45)	-	+164
464	655	-29%	-191
3	6	-44%	-3
105	96	10%	+10
355	553	-36%	-199
(117)	(137)	-15%	+20
(8)	(34)	-77%	+26
230	382	-40%	-152

(€ M)			
9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
107	70	53%	+37
95	143	-34%	-48

Energias do Brasil	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	14,38	11,48	25%	+2,90
Total de accções (milhões) ²	606,9	476,4	-	-
Acções 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	3,62	4,48	24%	-0,86
Euro/Real - Taxa média do período	3,96	3,52	-11%	+0,43
Tx de inflação (IPCA)	8,5%	9,5%	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,1	1,6	-	-0,5
Custo Médio da Dívida (%)	11,7	11,7	-	-0,1p.p.
Taxa de Juro Média (CDI)	13,7	11,7	-	1,9p.p.
Empregados (#)	2.910	2.922	0%	-12

Dados relevantes de Balanco (R\$ M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	3.072	4.835	-36%	-1.762
Recebimentos futuros da act. Regulada	(428)	829	-	-1257
Interesses não controláveis	1.654	1.731	-4%	-77
Valor contabilístico dos C. Próprios	7.960	5.843	36%	+2118

Resultados Financeiros (R\$ M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(372)	(359)	-4%	-13
Custos capitalizados	4	1	152%	+2
Diferenças Cambiais e Derivados	(107)	(151)	29%	+44
Outros	12	25	-54%	-14
Resultados Financeiros	(464)	(484)	4%	+20

Os custos com pessoal subiram 15% vs. 9M15, ou 9% excluindo Pecém, em linha com a inflação. Os fornecimentos e serviços externos aumentaram 13% vs. 9M15, ou 4% excluindo Pecém.

A dívida líquida diminuiu 36% (-R\$1,8MM) vs. 9M15, sobretudo devido ao impacto do aumento de capital de R\$1,5MM aplicado no pagamento antecipado de R\$300M de dívida em Jun-16, com um custo de ~16% (ou 118,7% da taxa de juro média - CDI), enquanto o remanescente do aumento de capital permitiu a subida da liquidez de R\$1,3MM a Set-15 para R\$2.5MM a Set-16. Esta liquidez deverá ser parcialmente aplicada no pagamento antecipado de mais dívida com custo elevado. Os custos financeiros líquidos desceram 4% face aos 9M15 para R\$464M nos 9M16, traduzindo uma significativa inversão no 3T16 (R\$130M vs. R\$276 no 3T15), com o custo da dívida em linha com o ano anterior nos 11,7%, apesar da subida da taxa de juro de mercado - CDI - de 11,7% para 13,7%.

Os resultados em associadas totalizaram -R\$31M nos 9M16, reflectindo a contribuição negativa da central hídrica de Jari (-R\$17M nos 9M16 vs. 9M15) mas também o impacto da Cachoeira-Caldeirão (-R\$12M nos 9M16), que iniciou a produção nos 9M16.

A Set-16, os reservatórios hídricos nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste ("SE-CO") situavam-se nos ~40% do seu nível máximo (vs. 30% a Dez-15 e 32% a Set-15). A contração da procura durante 2015/9M16, 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 durante o 4T16, esperando-se portanto algum défice hídrico. Durante os 9M16 verificou-se alguma recuperação da procura, mas ainda a baixos níveis (+1,3% vs. 9M15).

DR Operacional (R\$ M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.074	1.195	-10%	-121
Forn. e serviços externos	292	264	11%	+28
Custos c/ pessoal e benef. aos empre	219	205	7%	+14
Outros custos operac. (Liq.)	(49)	80	-	-129
Custos Operacionais Líquidos (1)	462	548	-16%	-87
EBITDA	612	646	-5%	-35
Provisões	18	23	-20%	-5
Amortizações e imparidades	138	137	1%	+2
EBIT	455	487	-7%	-32

Margem Bruta	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	1.074	1.195	-10%	-121
Receitas reguladas	1.149	1.156	-1%	-7
Outros	(75)	39	-	-114
Receb. Futuros da Act. Regulada (R\$ M)				
Início do período	735	602	22%	+133
Desvios períodos anteriores	(496)	(246)	102%	-250
Desvio do ano (2)	(667)	688	-	-1.354
CDE/Conta ACR (3)	-	(214)	-	+214
Final do período	(428)	829	-	-1.257
Cientes Ligados (Milhares)	3.299	3.217	3%	+82
Bandeirante	1.797	1.753	3%	+44
Escelsa	1.502	1.465	3%	+37
Electricidade Distribuida (GWh)	18.308	19.330	-5%	-1.022
Bandeirante	10.802	10.919	-1%	-117
Escelsa	7.506	8.411	-11%	-905
Dos quais:				
Cientes Mercado Livre (GWh)	7.061	7.687	-8%	-625
Electricidade Vendida (GWh)	11.236	11.410	-2%	-174
Bandeirante	6.523	6.607	-1%	-84
Residencial, comercial e outros	5.076	4.852	5%	+224
Industrial	1.447	1.756	-18%	-309
Escelsa	4.713	4.803	-2%	-90
Residencial, comercial e outros	4.001	3.969	1%	+32
Industrial	712	834	-15%	-122

Investimento e Custos Operac.	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	480	447	7%	+33
Custos control./cliente (R\$/cliente)	146	139	5%	+7
Custos control./km rede (R\$/km)	5	5	6%	+0
Empregados (#)	2.168	2.200	-1%	-32
Invest. Operacional (R\$M)	346	198	75%	+148
Rede de Distribuição ('000 Km)	91	90	1%	+1

O EBITDA da distribuição caiu R\$35M vs. 9M15 para R\$612M nos 9M16, devido a: i) um ganho de R\$199M nos 9M16 (vs. R\$28M nos 9M15) causado pela actualização do valor terminal de activos fixos; ii) sobre-contratação na Bandeirante; iii) queda na procura; iv) menor impacto dos efeitos cambiais de Itaipu (recuperado ao nível dos resultados financeiros). Se excluído o impacto da actualização do valor terminal de activos fixos, o EBITDA diminuiria em 33%, para R\$413M nos 9M16 vs. R\$619M nos 9M15.

A margem bruta caiu 10% vs. 9M15 para R\$1.074M nos 9M16, reflexo parcial da queda das receitas reguladas que caíram 1% (-R\$7M) para R\$1.149M nos 9M16, fruto essencialmente da diminuição da procura (-R\$21M vs. 9M15), parcialmente mitigada pelo reajustamento tarifário anual, o qual foi positivo para a Escelsa e negativo para a Bandeirante. Mais significativamente, a margem bruta foi impactada pela sobre-contratação da Bandeirante (-R\$30M nos 9M16 vs. +R\$25M nos 9M15) e menor impacto dos efeitos cambiais de Itaipu (-R\$22M nos 9M16 vs. +R\$58M nos 9M15, totalmente compensado ao nível dos resultados financeiros).

O volume de energia vendida desceu 2% no período, traduzindo uma redução de 17% da procura no segmento industrial. Ao mesmo tempo, o volume de energia distribuída aos clientes industriais no mercado livre diminuiu 8% para 7,1TWh nos 9M16, reflectindo uma menor produção industrial causada pelas negativas condições macroeconómicas do Brasil assim como a paralisação de um cliente importante, da indústria mineira, na área de concessão da Escelsa.

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 14,3% (-0,9p.p. vs. 9M15) e a Bandeirante 9,7% (-1,0p.p. vs. Sep-15). As provisões para cobrança duvidosa cresceram nos 9M16 para R\$88M (+R\$29M vs. 9M15; -R\$3 no 3Q16 vs. 3Q15), 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, nos 9M16, a Bandeirante foi impactada pela sobre-contratação (-R\$30M nos 9M16), 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 menor que os preços contratados no “sourcing” de longo prazo. O modelo de mercado foi revisto para 2017, o que ira permitir um maior ajuste dos volumes entre o mercado regulado e o liberalizado, levando a uma redução significativa na sobre-contratação.

A Set-16, os recebimentos futuros da actividade regulada tornaram-se negativos (de facto, pagamentos futuros) e totalizaram -R\$428M (vs. R\$735M a Dez-15). Nos 9M16, foi criado um desvio tarifário positivo de R\$667M, essencialmente relacionado com custos de energia inferiores aos incorporados nas tarifas. Adicionalmente, foram recebidos R\$496M relativos a desvios de anos anteriores. Assim, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro diminuiu R\$1.163M vs. Dez-15, para -R\$428M a Set-16, a devolver ao sistema nos próximos anos. As revisões tarifárias da Escelsa em Ago-16 (+3% revisão tarifária) e da Bandeirante (-24% revisão tarifária) já têm em conta os ativos regulatórios negativos a serem recuperados pelos sistema. Note-se que o custo médio de capital é 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 e com a Escelsa a Ago-16.

Os custos operacionais controláveis subiram 7% no período, para R\$480M nos 9M16, devido a um aumento de 7% 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 caíram R\$129M vs. 9M15, devido à actualização do valor terminal de ativos das concessões (+R\$199M nos 9M16 vs. +R\$28M nos 9M15), parcialmente mitigado pelo impacto de +R\$29M vs. 9M15 das provisões para cobrança duvidosa. O investimento operacional subiu 75% para R\$346M nos 9M16. 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) Líqº dos impactos do aumento tarifário extraordinário e das bandeiras tarifárias; (3) Incluindo a actualização monetária; (4) FSE e Custos com pessoal.



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.211	885	37%	+326
Fornecimentos e serviços externos	114	78	47%	+36
Custos c/ pessoal e benef. aos empregad	69	46	48%	+22
Outros custos operacionais (líquidos)	(54)	10	-	-64
Custos Operacionais Líquidos (1)	128	134	-4%	-6
EBITDA	1.083	751	44%	+332
Provisões	0	0	41%	+0
Amortizações e imparidades	261	189	38%	+72
EBIT	822	562	46%	+260

Dados Chave	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	1.211	885	37%	+326
Hídrica	748	592	26%	+156
Receitas contratadas (CAE) e Outros	767	906	-15%	-139
Impacto GSF (líqº de coberturas)	(19)	(314)	94%	+295
Térmica	463	292	59%	+171
Receitas contratadas (CAE)	553	337	64%	+216
Outros	(89)	(45)	-100%	-45
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)	296	187	59%	+110
Electricidade Vendida (GWh)	10.013	8.787	14%	+1.226
Contratada (CAE)	9.026	7.595	19%	+1.431
Hídrica	5.685	5.914	-4%	-229
Térmica	3.341	1.680	99%	+1.660
Outra	987	1.192	-17%	-205
P. Méd de Venda Híd (R\$/MWh) (2)	163	167	-2%	-4
Investimento Operacional (R\$ M)	55	43	26%	+11
Investimento Financeiro (R\$ M)	391	475	-18%	-84
Empregados (#)	516	534	-3%	-18

Detalhe do EBITDA (R\$ M)	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Pecém	426	244	74%	+181
Lajeado (73% detidos pela EDPB)	347	214	63%	+134
Peixe Angical (60% detidos pela EDPB)	172	182	-6%	-10
Outros (100%)	138	111	24%	+27
EBITDA	1.083	751	44%	+332

Comercialização	9M16	9M15	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	19	67	-71%	-48
Custos operacionais líquidos (1) (R\$ M)	21	10	113%	+11
EBITDA (R\$ M)	(2)	57	-	-59
Vendas electricidade (GWh)	8.964	7.993	12%	+971

O EBITDA da actividade de produção no Brasil subiu 44% vs 9M15 (+R\$332M nos 9M16) para R\$1.083M nos 9M16, reflectindo a consolidação integral de Pecém desde Maio de 2015 (+R\$181M), e a melhor performance das barragens (+R\$151M vs 9M15; +R\$18 no 3T16 vs. 3T15) devido a um impacto negligenciável do défice hídrico vs. 9M15 devido à queda dos preços de PLD (PLD de R\$71/MWh nos 9M16 vs. R\$325/MWh nos 9M15, apesar de um aumento no 3T16 com o início da estação de seca), mas também devido à maior protecção contra o défice hídrico no âmbito do seguro subscrito em Dez-15.

A margem bruta hídrica aumentou R\$156M vs 9M15 para R\$748M nos 9M16 (+R\$20M nos 3T16 vs. 3T15), devido à referida queda nos preços de PLD, mas também ao menor GSF no período (GSF a 87% vs. 82% nos 9M15), suportados pela recuperação dos níveis dos reservatórios (neste momento a ~40% vs. 32% a Setembro de 2015). Adicionalmente, a EDPB subscreeu 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% subscreeu o seguro. No total, nos 9M16 o impacto do GSF (líquido de 7% do volume deixado para hedge e seguro), representou uma perda de R\$19M face a uma perda de R\$314M nos 9M15. Os impactos referidos foram parcialmente compensados pela diminuição do preço da energia hídrica, que atingiu R\$163/MWh nos 9M16, 2% abaixo do 9M15. Os preços dos CAE são actualizados à inflação, embora o decréscimo verificado face aos 9M15 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 4% face aos 9M15 sobretudo suportado por i) venda da central mini-hídrica do Pantanal em Jan-16; e ii) 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\$463M nos 9M16, dos quais R\$553M resultam de receitas com o PPA da central. Desde a aquisição de Pecém, a EDPB alcançou importantes melhorias em termos operacionais (disponibilidade de 87% nos 9M16 e 82% no 3T16, penalizado por trabalhos de manutenção programados), em termos regulatórios (uma fórmula menos penalizadora para cálculo de indisponibilidade foi aprovada em Dez-15) e em termos de mercado (decrécimo no preço de curto prazo permitiu um decréscimo no custo com penalidades por indisponibilidade passada). Adicionalmente, os volumes gerados acima dos volumes PPA (740GWh nos 9M16) permitem a Pecém vender o excesso de energia a preços de mercado na região nordeste. De notar ainda que o EBITDA de Pecém nos 9M16 foi impactado pela recuperação de um seguro relacionado com a paragem de um dos grupos da central em 2014. No entanto, o 3Q16 apresentou um EBITDA de R\$64M vs. R\$160M no 2T16, que devido a uma menor disponibilidade juntamente com o aumento dos preços de PLD no 3T16, afetaram negativamente as provisões para penalidades por indisponibilidade.

A EDPB opera 2,8GW 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). Nos 9M16, Jari contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$17M (@50%), reflectindo o impacto custos com juros, dado o estado inicial do projecto. Cachoeira-Caldeirão, com CAE a partir de Jan-17, contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$12M (@50%).

O investimento operacional aumentou 26% no período para R\$55M nos 9M16 devido a manutenções em Pecém. De notar que os investimentos nos projectos hídricos de Cachoeira Caldeirão (100% concluído) e São Manoel foram classificados como ‘investimentos financeiros’ (consolidação por equivalência patrimonial); nos 9M16, os investimentos financeiros totalizaram R\$391M, 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 construção (78% concluído), com CAE a partir de Mai-18.

A margem bruta da comercialização de electricidade diminuiu 71% no período (-R\$48M) para R\$19M nos 9M16, 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 (Líq.); (2) Calculado com base nos volumes e preços dos CAE.



Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



9M16	Produção	Actividades	Redes	EDP	Brasil	Activ. Corpor. e	Grupo EDP
(€ M)	Contratada LP	Liberalizadas P. Ibérica	Reguladas P. Ibérica	Renováveis		Ajustamentos	
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	698	6.116	4.110	1.090	1.677	(3.107)	10.585
Margem Bruta	476	863	1.291	1.068	583	(17)	4.263
Fornecimentos e serviços externos	34	186	247	222	112	(126)	674
Custos com pessoal e benefícios sociais	40	57	109	69	85	128	487
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	7	161	186	(69)	(78)	3	210
Custos Operacionais	81	404	542	221	119	4	1.371
EBITDA	395	458	749	847	464	(21)	2.893
Provisões	0	(25)	6	(0)	3	(0)	(15)
Amortizações e imparidades (1)	96	172	254	443	105	45	1.115
EBIT	299	311	490	404	355	(66)	1.792

9M15	Produção	Actividades	Redes	EDP	Brasil	Activ. Corpor. e	Grupo EDP
(€ M)	Contratada LP	Liberalizadas P. Ibérica	Reguladas P. Ibérica	Renováveis		Ajustamentos	
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	848	6.806	4.048	978	2.032	(3.107)	11.605
Margem Bruta	561	656	1.264	962	610	7	4.060
Fornecimentos e serviços externos	42	153	252	209	111	(109)	658
Custos com pessoal e benefícios sociais	46	54	108	61	83	120	472
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	7	174	93	(89)	(239)	(5)	(60)
Custos Operacionais	95	381	453	180	(45)	5	1.069
EBITDA	466	276	810	782	655	2	2.991
Provisões	(0)	1	3	(0)	6	(0)	9
Amortizações e imparidades (1)	117	150	247	408	96	41	1.058
EBIT	349	125	560	374	553	(39)	1.924

(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	3.437		-6%	2%
Custo com vendas de energia e outros	(2.712)	(2.486)	(2.346)	(2.518)	(2.240)	(1.938)	(2.143)		9%	-11%
Margem Bruta	1.423	1.327	1.311	1.394	1.547	1.423	1.294		-1%	-9%
Fornecimentos e serviços externos	207	227	224	263	205	230	239		7%	4%
Custos com pessoal e benefícios sociais	161	164	148	181	161	162	163		11%	1%
Outros custos operacionais (líquidos)	67	(207)	79	18	51	93	66		-17%	-29%
Custos Operacionais	435	184	450	461	417	486	468		4%	-4%
EBITDA	988	1.143	860	933	1.130	937	826		-4%	-12%
Provisões	1	3	6	7	3	(8)	(10)		-	-20%
Amortizações e imparidades do exercício (1)	337	353	369	406	366	378	371		0%	-2%
EBIT	651	788	485	520	760	567	465		-4%	-18%
Resultados financeiros	(208)	(156)	(262)	(207)	(180)	(228)	(227)		13%	0%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	(2)	(22)	(2)	1	(8)	3	2		-	-41%
Resultado antes de impostos e CESE	441	610	222	314	573	342	240		8%	-30%
IRC e Impostos diferidos	82	112	42	42	152	91	57		35%	-38%
Contribuição Extraordinaria para o sector energetico	61	-	-	1	59	-	2		-	-
Resultado líquido do período	298	498	180	271	362	251	181		1%	-28%
Accionistas da EDP	237	350	149	177	263	209	143		-4%	-32%
Interesses não controláveis	62	148	31	94	100	42	38		24%	-9%

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)							
	9M16	9M15	Δ MW	Δ %	9M16	9M15	Δ GWh	Δ %	1T15	2T15	3T15	4T15	1T16	2T16	3T16	4T16
PPA/CMEC (Portugal)	3.843	4.470	-627	-14%	12.040	11.049	992	9%	4.151	3.639	3.258	3.582	4.627	3.992	3.421	
Hídrico	2.663	3.290	-627	-19%	6.232	3.850	2.382	62%	1.903	1.160	787	1.125	2.854	2.462	916	
Fio de água	1.056	1.056			3.348	1.989			938	659	393	497	1.430	1.419	499	
Albufeira	1.607	2.234			2.883	1.860			965	501	394	628	1.424	1.043	416	
Carvão - Sines	1.180	1.180	0	0%	5.809	7.199	-1.391	-19%	2.248	2.480	2.471	2.457	1.773	1.530	2.505	
Regime Especial (Ex-Eólico)	184	213	-29	-14%	638	479	159	33%	222	173	84	184	311	262	65	
Portugal	184	188	-4	-2%	638	374	264	71%	190	138	47	158	311	262	65	
Mini-Hídricas	160	164			499	230			138	88	4	120	259	214	27	
Cogeração	24	24			139	145			52	50	43	38	52	48	39	
Spain	0	25	-25	-	0	105	-105	-	33	35	37	26	0	0	0	
Cogeração+Resíduos	0	25			0	105			33	35	37	26	0	0	0	
Produção Liberalizada P. Ibérica	8.678	7.882	796	10%	15.196	13.319	1.877	14%	4.709	4.038	4.572	5.077	5.693	4.734	4.769	
Hídrico	3.537	2.527	1010	40%	7.772	3.686	4.086	111%	1.910	1.175	601	873	3.540	3.153	1.080	
Portugal	3.111	2.101			6.933	3.006			1.495	969	541	760	3.080	2.851	1.002	
Espanha	426	426			839	680			414	206	60	113	460	301	77	
Carvão	1.224	1.463	-239	-16%	3.513	6.329	-2.816	-44%	2.058	1.972	2.299	2.617	1.333	769	1.411	
Aboño I	342	342			1.322	1.236			524	63	649	639	309	452	561	
Aboño II	536	536			1.595	3.051			922	1.053	1.077	1.016	854	194	547	
Soto Ribera II	0	239			0	570			190	358	22	367	0	0	0	
Soto Ribera III	346	346			597	1.471			422	497	551	596	170	123	303	
CCGT	3.736	3.736	0	0%	2.926	2.420	506	21%	411	675	1.334	1.246	465	552	1.909	
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			948	314			54	133	126	434	168	314	466	
Lares (2 grupos)	863	863			1.068	1.433			136	429	867	403	63	67	938	
Castejón (2 grupos)	843	843			799	469			143	98	228	255	135	161	503	
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			111	205			77	15	113	154	99	9	2	
Nuclear - Trillo	156	156	0	0%	898	885	13	1%	331	215	339	342	330	230	338	
Cogeração e Resíduos (2)	25	-	25	-	88	-	88	-	-	-	-	-	26	31	31	
Eólico (Maior detalhe página 15)	9.297	8.795	502	6%	17.937	14.869	3.067	21%	5.757	5.006	4.106	6.367	7.508	5.733	4.695	
Península Ibérica	3.443	3.435			6.296	4.920			2.004	1.529	1.387	1.915	2.696	1.933	1.667	
Resto da Europa	1.447	1.373			2.225	2.221			916	700	605	934	1.078	616	532	
America do Norte	4.203	3.904			8.976	7.572			2.792	2.728	2.052	3.452	3.680	3.033	2.262	
Brasil	204	84			440	156			46	49	61	66	54	151	234	
Solar	82	82	0	0%	117	125	-8	-6%	29	50	46	26	27	46	44	
Brasil (Ex-Eólico)	2.466	2.517	-51	-2%	6.729	6.097	632	10%	1.624	2.247	2.226	2.530	2.764	2.068	1.897	
Hídrico	1.745	1.797	-51	-3%	3.389	4.352	-964	-22%	1.624	1.638	1.091	1.247	1.640	853	896	
Lajeado	903	903			1.696	2.134			827	829	477	589	889	396	412	
Peixe Angical	499	499			1.306	1.464			522	497	445	541	579	327	400	
Energest	344	396			386	754			274	311	169	117	172	130	84	
Carvão (Pecém I)	720	720	0	0%	3.341	1.745	1.596	91%	0	610	1.135	1.283	1.124	1.215	1.001	
TOTAL	24.550	23.960	590	2%	52.658	45.939	6.719	15%	16.492	15.154	14.292	17.767	20.931	16.836	14.891	
Consolidado por Equity	Capacidade Instalada - MW (3)															
	9M16	9M15	Δ MW	Δ %												
P. Ibérica Reg. Especial (ex-eólico)	41	46	-5	-11%												
EDPR Eólico	356	353	3	1%												
Brasil Hídrica	296	187	110	59%												
TOTAL	693	586	107	18%												

(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)	9M16	9M15	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	18.297	19.330	-1.032	-5,3%
Clientes Livres	6.598	7.192	-593	-8,3%
Industrial	2.159	2.590	-431	-16,6%
Residencial, Comercial & Outros	9.539	9.548	-8	-0,1%
TOTAL	45.221	46.328	-1.107	-2,4%

Clientes Ligados (mil)	9M16	9M15	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	3.299	3.217	81,7	2,5%
Bandeirante	1.797	1.753	44,3	2,5%
Escelsa	1.502	1.465	37,4	2,6%
TOTAL	10.086	9.970	115,9	1,2%

Redes	9M16	9M15	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	336.846	335.004	1.842	0,5%
Portugal	225.092	224.498	594	0,3%
Espanha	20.411	20.325	86	0,4%
Brasil	91.342	90.181	1.161	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	8,8%	9,0%	-0,2 pp	
Técnicas	5,5%	5,4%	0,1 pp	
Comerciais	3,3%	3,5%	-0,3 pp	
Escelsa	14,2%	13,2%	1,0 pp	
Técnicas	8,7%	7,9%	0,7 pp	
Comerciais	5,5%	5,2%	0,3 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	9M16	9M15	Δ GWh	Δ %
Portugal	5.271	5.135	136	2,7%
Baixa pressão	797	773	24	3,2%
Média pressão	4.456	4.343	113	2,6%
GPL	18	19	-1	-5,7%
Espanha	19.775	21.025	-1.250	-5,9%
Baixa pressão	6.117	6.837	-720	-10,5%
Média pressão	13.658	14.188	-530	-3,7%
TOTAL	25.046	26.160	-1.114	-4,3%

Pontos de Abastecimento (mil)	9M16	9M15	Δ Abs.	Δ %
Portugal	338	326	13	3,8%
Baixa pressão	334	320	14	4,3%
Média pressão	1,5	1,4	0,1	3,8%
GPL	3,5	4,6	-1,1	-24,7%
Espanha	924	915	9	1,0%
Baixa pressão	923	914	9	1,0%
Média pressão	0,7	0,7	0	0,9%
TOTAL	1.262	1.241	21,5	1,7%

Redes	9M16	9M15	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	13.041	12.420	621	5,0%
Portugal	5.010	4.720	290	6,1%
Espanha	8.032	7.700	331	4,3%

(1) Exclui Muito Alta Tensão

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 9M16

EDP entre as cinco melhores marcas de energia mundiais

A EDP ficou posicionada na *shortlist* dos *Charge Energy Branding Awards*, na categoria de *Best Energy Brand*. Estes prémios mundiais têm como principal objetivo chamar a atenção para a necessidade de ter uma marca forte num contexto de rápida mudança, como é o caso do sector da energia.

EDP distinguida pela promoção de igualdade de oportunidades no trabalho

A EDP foi classificada na 12ª posição na primeira edição do índice *Diversity & Inclusion Index and Ratings* (D&I) da *Thomson Reuters*. A análise avalia o desempenho de 4.200 empresas cotadas relativamente ao respeito pela diversidade nos ambientes de trabalho.

EDP integra o Índice de Sustentabilidade *Dow Jones* mundial

Pelo 9º ano consecutivo a EDP integra o índice de Sustentabilidade *Dow Jones*, a nível mundial, estando no top 5 das melhores utilities eléctricas do mundo.

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

	9M16	9M15	Δ %
Ind. Sustentab. (a)(b)(c)	106	102	3%
Comp. Ambiental Peso %	104 33%	98 33%	7%
Comp. Económica Peso %	103 37%	104 37%	-1%
Comp. Social Peso %	111 30%	105 30%	5%
Este índice de sustentabilidade foi desenvolvido pela EDP e tem por base 33 indicadores de desempenho na área da sustentabilidade.			

Métricas Económicas	9M16	9M15	Δ %
Valor Gerado (€M)	11.704	12.986	-10%
Distribuído	10.795	11.501	-6%
Acumulado	909	1.485	-39%
Prov. Serv. Energ. (€M)(1)	815	780	4%
Serv. Eficiência Energ.(d)	34	34	-
Métricas Sociais	9M16	9M15	Δ %
Empregados	11.975	12.019	0%
Formação (horas)	212.443	254.617	-17%
Acidentes em Serv. (e)(f)	146	134	9%
Índice Gravidade (Tg) (e)	178	198	-10%
Índice Freq. (Tf) (e)	3,3	3,2	2%
Acid. mortais c/ terceiros	5	13	-62%

Métricas Ambientais	9M16	9M15	Δ %
Emissões Atmosféricas (mt)			
CO2 (b)(g)	13.252	14.694	-10%
NOx	16,7	14,5	15%
SO2	14,6	12,4	17%
Partículas	0,801	0,635	26%
Emissões Específicas Globais (g/KWh)			
CO2 (b)(g)	252,9	321,5	-21%
NOx	0,32	0,32	0%
SO2	0,28	0,27	2%
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1) (b)	13.272	15.427	-14%
Emissões indirectas (Âmbito 2) (c)	556	354	57%
Consumo de Energia Primária (TJ) (h)	155.301	178.604	-13%
Potência Líquida Max. Inst. Certificada (%)	91%	90%	1 p.p.
Utilização de Água (103 m3)	1.012.083	1.292.068	-22%
Total Resíduos para destino final (t)	321.621	461.273	-30%
Matérias Ambientais (€ mil)	95.154	57.459	66%
Investimentos	52.754	26.862	96%
Despesas	42.400	30.597	39%
Multas e Penalidades Ambientais (€)	27.379	25.907	6%

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (mtCO2) (b)		Específicas (t/MWh)		Produção (i) (GWh)	
	9M16	9M15	9M16	9M15	9M16	9M15
Contractos Longo Termo	9.215	8.366	1,01	0,94	9.149	8.944
Carvão Portugal (PPA/CMEC)	5.261	6.530	0,91	0,91	5.809	7.199
Carvão Brasil (Pecém)	3.953	1.835	1,18	1,05	3.341	1.745
Produção Liberalizada	3.914	6.207	0,61	0,71	6.439	8.749
Carvão Espanha (Aboño, Soto)	2.768	5.233	0,79	0,83	3.513	6.329
CCGT Ibéria	1.146	974	0,39	0,40	2.926	2.420
Regime Especial	124	122	0,14	0,13	872	903
Cogeração + Resíduos	124	122	0,14	0,13	872	903
Produção Térmica	13.252	14.694	0,81	0,79	16.460	18.596
Produção Livre de Emissões de CO2					35.945	27.111
Produção Total			0,25	0,32	52.405	45.707

(a) Os Serviços de Energia dizem respeito apenas a Serviços de Eficiência Energética, indicador designado em 2015 por Facturação de Serviços de Energia; São considerados apenas os Apoios Públicos reconhecidos em resultados do exercício.

(b) Ao contrário do reportado anteriormente, as emissões estacionárias não incluem agora as resultantes da queima de gases siderúrgicos da ArcelorMittal em centrais da EDP em Espanha, no total de 2.131,1 ktCO2 em 2016 e 2.496,4 ktCO2 em 2015. 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 designado em 2015 por Facturação de Serviços de Energia.

(e) EDP + PSE; 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. Esta informação está incluída nas emissões de gases com efeito de estufa.

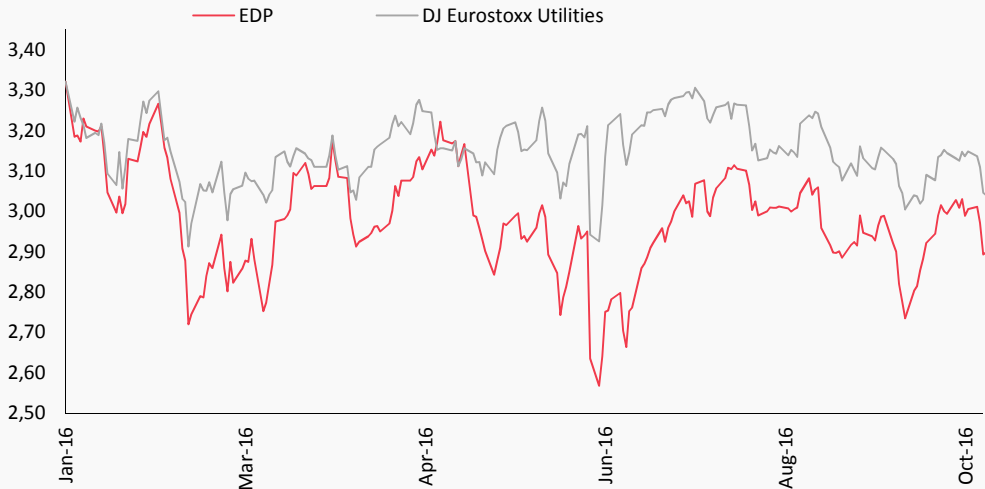
(h) Incluindo frota automóvel.

(i) Inclui vapor (9M15: 654 GWh vs 9M16: 645 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
	02-11-2016		

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)			
Fecho	2,893	2,893	3,321
Max	3,332	3,489	3,749
Min	2,702	2,702	2,951
Média	3,008	3,065	3,371

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon			
Volume de Negócios (€ M)	2.099	3.059	5.987
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	24	23	23
Volume Transaccionado (milhões de acções)	698	998	1.776
Volume Médio Diário (milhões de acções)	7,9	7,6	6,8

Dados Acções EDP	9M16	9M15	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	21,7	22,3	-2,7%

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 Natargas
- 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
- 2-Ago:** ANEEL aprova revisão tarifária periódica da EDP Escelsa com redução média da tarifa 2,8%
- 4-Ago:** EDP emite obrigações no montante de 1.000 milhões de euros com vencimento em Fevereiro de 2024
- 18-Ago:** Capital Group diminui a sua participação qualificada no capital social da EDP
- 16-Out:** ERSE anuncia proposta de tarifas preços para a energia eléctrica em 2017
- 19-Out:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP Bandeirante em -23,53%
- 25-Out:** EDP vende 100 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 27-Out:** EDPR conclui venda de participações minoritárias na Polónia e em Itália
- 27-Out:** EDP vende 76 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 31-Out:** Fitch mantém rating da EDP em "BBB-" e outlook em estável

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