



1T17

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 e Comercialização no Mercado Ibérico	- 11 -
2. Eólico & Solar - EDP Renováveis	- 14 -
3. Redes Reguladas no Mercado Ibérico	- 18 -
4. Brasil - EDP Brasil	- 21 -
Demonstrações de Resultados & Anexos	
Demonstração de Resultados por Área de Negócio	- 25 -
Demonstração de Resultados por Trimestre	- 26 -
Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção	- 27 -
Redes Reguladas: Volumes Distribuídos, Clientes Ligados e Rede	- 28 -
Investimentos financeiros, Activos para venda e Interesses Não Controláveis	- 29 -
Desempenho na Área da Sustentabilidade	- 30 -
Desempenho da EDP na Bolsa	- 31 -

Lisboa, 3 de Maio de 2017

Destques

Demonstração Resultados (€ M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.523	1.547	-2%	-24
Fornecimentos e serviços externos	227	205	10%	+21
Custos com pessoal, benef. aos empregados	171	161	6%	+10
Outros custos operacionais (líquidos)	114	51	124%	+63
Custos Operacionais Líquidos (1)	512	417	23%	+95
EBITDA	1.011	1.130	-11%	-119
Provisões	4	3	24%	+1
Amortizações e imparidades exercício (2)	359	366	-2%	-7
EBIT	648	760	-15%	-113
Resultados financeiros	(197)	(180)	-9%	-17
Equiv. Patrimon. em joint ventures/assoc.	(1)	(8)	92%	+7
Resultado antes de impostos	450	573	-21%	-122
IRC e Impostos diferidos	66	152	-57%	-86
Contribuição extraord. sector energético	70	59	18%	+11
Resultado líquido do período	315	362	-13%	-47
Accionistas da EDP	215	263	-18%	-47
Interesses não controláveis	100	100	0%	+0

O EBITDA consolidado ascendeu a €1.011M no 1T17. Ajustado do ganho não recorrente registado na venda de Pantanal (€+61M; detalhe na pág. 3), o EBITDA caiu 5% face ao 1T16 (-€58M), uma vez que os efeitos de expansão de capacidade (+6%), apreciação do BRL e USD face ao Euro (+€44M) e apertado controlo de custos; foram mais que compensados pelo efeito de um contexto operacional muito mais severo, marcado por uma baixa produção hídrica e preços spot muito elevados, em particular quando comparado com um 1T16 muito chuvoso e com preços muito baixos.

A **capacidade instalada do Grupo EDP** subiu 6% em termos homólogos, para 25,9GW no 1T17, impulsionado pela adição de nova capacidade hídrica em Portugal (+756MW) e eólica (+700MW, essencialmente nos EUA e México). O **portfólio de clientes** na P. Ibérica cresceu 2%, para 11,3M em Mar-17.

No **mercado Ibérico**, o EBITDA caiu 17% em termos homólogos, para €473M no 1T17. A escassa hidraulicidade (36% abaixo da média de LP), especialmente quando comparada com um 1T16 muito húmido (factor de hidraulicidade 45% acima da média histórica), e os preços spot elevados (média de €56/MWh no 1T17 vs. €31/MWh no 1T16) traduziram-se na extinção dos ganhos com gestão de energia e numa forte redução da produção hídrica. Estes efeitos foram apenas parcialmente compensados pelo acréscimo de remuneração na distribuição de electricidade (em Espanha, suportado pela melhorias de termos regulatórios; em Portugal, suportado pela subida de juros da dívida Portuguesa) e pela expansão de capacidade, designadamente hídrica com bombagem. A contribuição da **EDP Renováveis ('EDPR')** para o EBITDA desceu 2% face ao 1T16, suportado por uma eolicidade mais fraca em termos homólogos, em especial na Europa, por uma subida dos impostos sobre a geração e dos impostos sobre o património (efeito a diluir ao longo do ano). Estes impactos mais que compensaram o efeito de expansão de capacidade média (+8%) e o apertado controlo de custos. O contributo da **EDP Brasil ('EDPB')** para o EBITDA ajustado subiu 37% em termos homólogos, impulsionado por um impacto cambial favorável (resultante da apreciação do BRL vs. Euro em 29%), melhoria dos termos regulatórios aplicáveis à EDP Espírito Santo desde Ago-16 e o impacto positivo de elevado preço spot à luz da situação de sobrecontratação vivida pelas nossas distribuidoras.

Os **custos operacionais** subiram €32M, para €398M no 1T17, impulsionado pelo efeito cambial (+€26M ou +7%) e expansão de portfólio (+6% em termos médios). Excluindo o impacto cambial, importa destacar, por área de negócio: (i) na **P. Ibérica**, a subida de 2%, largamente explicada pela expansão de portfólio (activos e clientes) e por um apertado controlo de custos; (ii) na **EDPR** rácio Core OPEX/MW médio instalado 1% mais baixo, parcialmente compensado pela expansão do portfólio (+8%); (iii) no **Brasil**, subida de custos em 6%, 1% acima da inflação. Os **outros custos/(receitas) operacionais líquidos** subiram €63M em termos homólogos, para €114M no 1T17, totalmente em linha com o impacto não recorrente registado na venda de Pantanal, no 1T16 (ganho de €61M). Os custos regulatórios suportados ascenderam a €121M no 1T17 (+9% em termos homólogos).

Dados-chave Operacionais	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	11.859	11.939	-1%	-80
Capacidade instalada (MW)	25.937	24.493	6%	+1.444

Dados-chave Financeiros (€ M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
FFO	628	741	-15%	-113
Investimento operacional	252	233	8%	+19
Manutenção	140	106	32%	+34
Expansão	112	127	-12%	-15
Investimento Líquido	269	(11)	-	+280

O EBIT desceu 15%, para €648M no 1T17, traduzindo a evolução do EBITDA. Os **resultados financeiros líquidos e resultados com JVs e associadas** ascenderam a -€197M no 1T17, €10M abaixo do 1T16, integralmente explicado pelo ganho não recorrente registado no 1T16 (+€13M no 1T16). No 1T17, os juros líquidos suportados caíram 13% em termos homólogos, suportados pela redução da dívida líquida média (-€1,2MM face ao 1T16) pela queda de 20pb no custo médio da dívida (para 4,3% no 1T16). Esta melhoria foi compensada pela redução de proveitos financeiros relacionados com activos regulatórios, por menores resultados com diferenças cambiais e derivados; por uma redução do encargos financeiros capitalizados e subida de custos relacionados com TEIs. Os **interesses não controláveis** ficaram estáveis em €100M no 1T17, na medida em que o acréscimo decorrente da venda de posições minoritárias em parques eólicos durante o ano de 2016 compensou o impacto não recorrente registado no 1T16, com a venda de Pantanal. Em suma, o **resultado líquido da EDP** atingiu €215M em 2016. **Ajustado dos efeitos não recorrentes** (-€24M no 1T16 e -€70M no 1T17; detalhes na pág. 4), o **resultado líquido** manteve-se quase estável (-1% em termos homólogos), em €285M no 1T17.

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Mar-17	Dez-16	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	9.624	9.406	2%	+218
Dívida líquida	16.047	15.923	1%	+124
Receb. futuros da actividade regulada	654	951	-31%	-297
Dívida líquida/EBITDA (x) (4)	4,4x	4,2x	4%	0,2x
Dívida líquida ajustada /EBITDA (x) (3) (4)	4,2x	4,0x	6%	0,2x

A **dívida líquida subiu 0,8%, para €16,0MM a Mar-17 (vs. €15,9MM em Dez-16)**, com o contributo de: i) €0,4MM de free cash flow orgânico recorrente; ii) €0,2MM pagos em sede de IVA (valor a recuperar durante o ano); iii) redução de activos regulatórios em €0,3MM; iv) aumento da dívida líquida em €0,7MM, essencialmente explicado pelo investimento líquido em expansão (€0,1MM), pagamentos a fornecedores de activos fixos (€0,3MM) e alterações no perímetro de consolidação (€0,2MM).

A 19 de Abril, os accionistas da EDP aprovaram a distribuição de um dividendo no valor de €0,19/acção (+3% face a 2015), correspondente a €695M, que será posto à disposição dos accionistas a partir de 17-Mai (ex-dividend date: 15-Mai).

(1) Custos Operac. Líqº = Custos Operac. (FSEs + Custos Pessoal + Custos Benef. Sociais) + Outros Custos Operac. (Líqº); (2) Deprec. e amortizações líqº de compensação de amort. de activos subsidiados; (3) Líqº dos recebimentos futuros relacionados a act. Regulada; (4) Com base num EBITDA dos últimos 12 meses de €3.641M e classificação da obrigação híbrida como capital em 50%.

Decomposição do EBITDA

EBITDA (€ M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.	1T16	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17	4T17	1T17 YoY		1T17 QoQ		
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.	
Produção e Comerc. P. Ibérica	201	339	-41%	-138	339	304	213	214	201					-41%	-138	-6%	-13
Redes Reguladas P. Ibérica	265	234	13%	+30	234	262	254	240	265					13%	30	10%	24
Eólico e Solar	373	379	-2%	-6	379	269	198	324	373					-2%	-6	15%	49
Brasil	164	185	-11%	-21	185	116	163	129	164					-11%	-21	27%	35
Outros	8	(7)	-	+15	(7)	(14)	(2)	(41)	8					-	15	-	49
Consolidado	1.011	1.130	-11%	-119	1.130	937	826	867	1.011					-11%	-119	17%	144

No 1T17, o EBITDA do grupo EDP ascendeu a €1.011M (-11% em termos homólogos). Excluindo o ganho não recorrente obtido na venda de Pantanal (€61M; detalhes abaixo⁽¹⁾), o EBITDA recuou 5%, reflectindo essencialmente uma pluviosidade excepcionalmente elevada no 1T16 (especialmente quando comparada com a fraca hidraulicidade no 1T17) e preços mais elevados na P. Ibérica (€56/MWh no 1T17 vs. €31/MWh no 1T16): a hidraulicidade em Portugal ficou 36% aquém da média histórica no 1T17, comparado com um prémio de 45% registado no 1T16. Consequentemente, o EBITDA da Produção e Comercialização foi penalizado severamente pela queda na produção hídrica e pelo desaparecimento de avultados ganhos com gestão de energia obtidos no período homólogo. Este efeito mais que compensou os proveitos decorrentes da expansão de capacidade (+6% em média) dos termos regulatórios mais favoráveis em Espanha e Brasil e o impacto cambial favorável: +€44M, essencialmente suportado pela apreciação do BRL médio face ao Euro, em 29%.

PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO NA P. IBÉRICA (20% do EBITDA) - O EBITDA desceu 41% em termos homólogos, para €201M no 1T17, penalizado por um contexto muito distinto, tanto em termos de hidraulicidade como de preços de mercado: em face da estratégia de risco controlado seguida pela EDP (traduzida em volumes de vendas contratados a prazo, com margens fechadas), o tempo seco e os preços spot elevados durante o 1T17 compararam muito desfavoravelmente com um 1T16 muito chuvoso e com baixos preços. Como resultado, a produção hídrica caiu para metade, os elevados resultados com a gestão de energia desapareceram e as margens de comercialização foram afectadas. Em detalhe, a queda do EBITDA em termos homólogos resultou de: (i) um mix de geração mais caro (€30/MWh vs €14/MWh no 1T16), resultante da substituição de produção hídrica (peso de 33% no mix de geração no 1T17 vs. 62% no 1T16); (ii) queda de 31% na margem bruta do regime especial, para €18M no 1T17, reflexo do impacto da forte de recursos hídricos na produção das centrais mini-hídricas. Os custos regulatórios na P. Ibérica ascenderam a €43M no 1T17 (com um aumento ao nível da margem bruta e uma redução ao nível de outros custos operacionais). Note-se que o desvio da margem bruta em CAE/CMEC face à referência CMEC caiu 9% em termos homólogos, para €55M no 1T17.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (26% do EBITDA) - O EBITDA recuou 13% (+€30M) em termos homólogos, para €265M no 1T17, reflectindo uma maior margem bruta e redução de custos operacionais. A margem bruta aumentou 6% (+€27M vs. 1T16) no 1T17, reflexo de: i) em Espanha, expansão do portfólio de gás com a aquisição de activos à Repsol, a par do acréscimo de proveitos na distribuição de electricidade, resultante da aplicação de novos termos (aplicável desde Jun-16, com efeito a partir de 1-Jan-16);

(ii) em Portugal, um aumento de proveitos permitidos na distribuição de electricidade, reflexo de um aumento na taxa de retorno sobre o RAB (de 6.38% no 1T16 para 6.82%, em linha com a subida das yields a 10 anos das OTs portuguesas).

Note-se que, em Abr-17, a EDP acordou, de forma definitiva, vender o seu negócio de distribuição de gás na P. Ibérica, tanto em Espanha como em Portugal. Espera-se que estas transacções sejam concluídas no final do 2T17 ou no 3T17.

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (37% do EBITDA) - O EBITDA da EDPR desceu 2% (-€6M), para €373M no 1T17, suportado por uma subida de 2% na produção, por impostos sobre o património mais elevados face ao 1T16 (efeito a diluir ao longo do ano) e por um acréscimo nos impostos sobre a geração em Espanha. O crescimento da produção reflectiu a expansão do portfólio médio em 8% e uma eolicidade mais fraca: 1% acima da média no 1T17 por comparação com um prémio de 7% no 1T16. O impacto cambial foi favorável: +€7M, em larga medida explicado pela apreciação do USD médio face ao Euro, em +3%.

BRASIL (16% do EBITDA) - A contribuição da EDP Brasil caiu 11% (-€21M), integralmente devido à mais valia gerada no 1T16, com a venda de Pantanal. Excluindo este efeito, o EBITDA cresceu 37% face ao 1T16, essencialmente devido a um impacto cambial favorável (+€36M, resultante de uma apreciação do BRL médio face ao Euro em 29%). Em moeda local, o EBITDA ajustado subiu 3% face ao 1T16, na medida em que o crescimento na distribuição foi largamente compensado pela queda na Produção e comercialização. O EBITDA da distribuição aumentou R\$78M, para R\$216M no 1T17, impactado pelo crescimento da margem bruta regulada (+R\$20M vs. 1T16); menor impacto negativo da sobrecontratação da EDP São Paulo (R\$13M vs. 1T16); e maior procura (+R\$13M vs. 1T16). O EBITDA da produção e comercialização diminuiu R\$64M para R\$357M, reflectindo: i) em Pecém, o recebimento no 1T16 de uma indemnização de seguro (R\$82M) e o um custo de PLD mais alto; ii) na geração hídrica, o impacto ligeiramente positivo do GSF/energia secundária de 109% no 1T17 (vs. 88% no 1T16); e na comercialização o impacto positivo de maiores volumes e margem (+R\$26M).

(1) Itens não recorrentes: (i) +€61M no 1T16, resultante da venda de centrais hídricas em Pantanal, no Brasil; (ii) Sem quaisquer itens não recorrentes no 1T17.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA

Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.	2T16	3T16	4T16	1T17	1T17 QoQ	
									Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.011	1.130	-11%	-119	938	826	867	1.011	17%	144
Provisões	4	3	24%	1	(8)	(10)	(0)	4	-11799%	4
Amortizações e imparidades exercício	359	366	-2%	-7	378	371	395	359	-9%	-36
EBIT	648	760	-15%	-113	567	465	472	648	37%	176
Juros financeiros líquidos	(175)	(202)	13%	26	(197)	(185)	(229)	(175)	-23%	54
Resultados relac. com Receb. Fut. actividade regulada	19	28	-33%	-9	33	5	11	19	68%	8
Custos financeiros capitalizados	10	14	-27%	-4	14	15	15	10	-32%	-5
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo(1)	(51)	(48)	-7%	-3	(48)	(47)	(47)	(51)	10%	-5
Diferenças de câmbio e derivados	(5)	6	-	-11	(1)	(16)	(7)	(5)	-35%	3
Rendimentos de participações de capital	(7)	(2)	-207%	-5	1	(4)	(6)	(7)	-	-1
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	0	13	-97%	-13	0	(0)	1	0	-40%	-0
Outros ganhos e perdas financeiros	13	11	19%	2	(30)	5	6	13	121%	7
Resultados Financeiros	(197)	(180)	-9%	-17	(228)	(227)	(257)	(197)	-23%	60
Equiv. patrimoniais JVs/associadas (Detalhes pág. 29)	(1)	(8)	92%	7	3	2	(19)	(1)	-97%	19
Resultados Antes de Impostos	450	573	-21%	-122	343	240	196	450	130%	255
IRC e Impostos Diferidos	66	152	-57%	-86	91	57	(211)	66	-131%	277
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>15%</i>	<i>26%</i>	<i>-</i>	<i>-11,9 pp</i>	<i>27%</i>	<i>24%</i>	<i>-108%</i>	<i>15%</i>	<i>0%</i>	<i>1,2 pp</i>
Contribuição Extraordinária para o Sector Energetico	70	59	18%	11	-	2	1	70	6405%	68
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 29)	100	100	0%	0	42	38	60	100	65%	39
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	215	263	-18%	-47	210	143	346	215	-38%	-130

As **amortizações** (líquidas da compensação pelos activos subsidiados) caíram 2% vs. 1T16, para €359M no 1T17, suportadas pela extensão da vida útil dos parques eólicos de 25 para 30 anos (+€30m), que mais do que compensou o impacto negativo resultante do aumento da capacidade instalada e da apreciação do BRL e do USD ambos face ao Euro.

Os **resultados financeiros líquidos totalizaram** -€197M no 1T17, uma descida de €17M face ao 1T16, essencialmente explicada por itens não recorrentes positivos no 1T16 (+€13M). De salientar que os **juros financeiros pagos (líquidos)** desceram 13% vs. 1T16 (-€26M), em virtude de uma dívida líquida média inferior (-€1,2MM face a 1T16) e de uma queda no custo da dívida de 20 pb face ao 1T16 (de 4,5% no 1T16 e 4,4% em 2016 para 4,3% no 1T17). Este impacto foi mitigado por i) resultados inferiores relacionados com recebimentos futuros da actividade regulada (-€9M vs. 1T16, devido a um saldo e taxa de retorno inferiores); ii) resultados com **diferenças de câmbio e derivados** mais baixos (-€11M vs. 1T16); iii) **custos financeiros capitalizados** inferiores (-€4M vs. 1T16, devido a menor capacidade hídrica em construção em Portugal) e iv) custos superiores referentes ao "unwinding" (-€3M, relacionados sobretudo com os TEIs).

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram -€1M no 1T17 (+€7M vs. 1T16), reflectindo resultados inferiores com a participação da EDPR em alguns parques nos EUA.

O **imposto sobre o rendimento** ascendeu a €66M no 1T17 (-€86M vs. 1T16), impactado por um resultado antes de impostos e taxa de imposto efectiva inferiores (15% no 1T17 vs. 26% no 1T16). Adicionalmente, no 1T17 a contribuição extraordinária sobre o sector de energia em Portugal (0,85% sobre os activos líquidos), aumentou de €59M no 1T16 para €70M no 1T17, no seguimento do crescimento dos activos líquidos em operação, dado a entrada em operação de duas centrais hídricas em 2016 (Salamonde II e escalão a montante de Baixo Sabor).

Os **interesses não controláveis** permaneceram estáveis no valor de €100M no 1T17, dado que i) ao nível da EDP Brasil, o impacto do ganho da venda do Pantanal no 1T16 (+€23M) foi parcialmente compensado pela apreciação do BRL (29%) e ii) ao nível da EDPR, a normalização de factores de utilização no 1T17 vs. 1T16 foi em parte mitigada por mais vendas de interesses não controláveis em parques eólicos durante 2016.

Em suma, o **resultado líquido atribuível a accionistas da EDP** diminuiu 18%, para €215M no 1T17, penalizado por itens não recorrentes⁽¹⁾. Ajustado de itens não recorrentes⁽¹⁾, o resultado líquido permaneceu estável no 1T17 (-1% face ao 1T16) em €285M (vs. €287M no 1T16).

⁽¹⁾Itens não recorrentes: (i) no 1T16 (-€24M), ganhos de capital obtidos na venda de Pantanal (+€24M) e da participação na central Tejo Energia (+€11M), contribuição extraordinária do sector energético em Portugal (-€59M); (ii) no 1T17 (-€70M), contribuição extraordinária do sector energético em Portugal.

Investimento Operacional e Financeiro

Invest. Operacional (€ M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Produção e Comerc. P. Ibérica	32	50	-36%	-18
Redes reguladas P. Ibérica	73	65	12%	+8
Eólico & Solar	93	89	5%	+4
Brasil	49	21	135%	+28
Outros	5	9	-47%	-4
Grupo EDP	252	233	8%	+19
Expansão	112	127	-12%	-15
Manutenção	140	106	32%	+34

1T16	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17	4T17
50	77	91	160	32			
65	83	85	112	73			
89	290	204	446	93			
21	37	49	62	49			
9	4	8	23	5			
233	490	436	804	252			
127	334	261	546	112			
106	157	176	258	140			



Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	28	117	-76%	-89
Perímetro consolidação EDPR	16	37	-58%	-21
Brasil - Produção	10	32	-68%	-22
Activos de gás (Ibéria)	-	44	-	-44
Outros	2	4	-46%	-2
Desinvestimentos	1	409	-100%	-408
EDP Brasil (Pantanal)	-	83	-	-83
Activos eólicos	0	308	-100%	-307
Outros	1	19	-94%	-18
Total	27	(292)	-	+319

O **investimento operacional consolidado** ascendeu a €252M no 1T17, sendo 44% dedicado a projectos de expansão, nomeadamente em nova capacidade hídrica e eólica (€112M).

O **investimento em nova capacidade eólica** (EDPR) atingiu €93M no 1T17 (dos quais 57% na América do Norte, 36% na Europa e 7% no Brasil). As **adições de capacidade eólica** corresponderam a 3MW no 1T17, consistindo num parque de Solar PV em Portugal. A **capacidade eólica em construção** alcançou os 423MW em Mar-17 (66% na América do Norte, 30% no Brasil e 4% na Europa).

O **investimento em expansão** dedicado a **nova capacidade hídrica em Portugal** totalizou €15M (comparativamente a €37M no 1T16), no seguimento da entrada em operação da central de Venda Nova III (756 MW) no 1T17, encontrando-se ainda em construção o projecto da albufeira de Foz-Tua (263MW), cujo arranque está previsto para o próximo verão.

O **investimento operacional de manutenção** atingiu €140M no 1T17, maioritariamente dedicado às redes reguladas na P. Ibérica e no Brasil. O aumento de €34M face ao 1T16 deve-se em grande parte a maiores investimentos nas redes de distribuição no Brasil, destinados à redução de perdas de energia e à melhoria da qualidade de serviço. De notar que o investimento operacional de manutenção inclui ainda trabalhos pluri-anuais realizados nas nossas centrais.

Os **investimentos financeiros líquidos** ascenderam a €27M no 1T17, incluindo os contributos de capital para o projecto de São Manoel no Brasil e parques eólicos offshore desenvolvidos em parceria.

Em conclusão, o investimento líquido atingiu €269M no 1T17 (vs. -€11M no 1T16), incluindo €252M de Capex e €17M de investimentos financeiros.

Investimento Líquido (€M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Investimento operacional	252	233	8%	+19
Investimentos financeiros	17	35	-50%	-17
Rotação de activos na EDPR	-	(279)	-	+279
Total	269	(11)	-	+280

FFO & Cash Flow

Fundos Gerados pelas Operações (€ M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.011	1.130	-11%	-119
Imposto corrente	(174)	(144)	-21%	-30
Juros financeiros líquidos	(175)	(202)	13%	+26
Resultados de associadas e dividendos	(1)	(8)	92%	+7
Itens não monetários	(33)	(35)	5%	+2
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	628	741	-15%	-113

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.011	1.130	-11%	-119
Imposto corrente	(174)	(144)	-21%	-30
Investimento em fundo de maneo	31	(420)	-	+452
Recebimentos futuros da actividade regulada	297	(91)	-	+387
Itens não monetários	(33)	(35)	5%	+2
Outros	(232)	(295)	21%	+62
Fluxo das Actividades Operacionais	868	565	54%	+303
Investimento operacional	(252)	(233)	-8%	-19
Expansão	(112)	(127)	12%	+15
Manutenção	(140)	(106)	-32%	-34
Var. de fundo de maneo de fornec. de imobilizado	(309)	(322)	4%	+13
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	(27)	292	-	-319
Juros financeiros líquidos pagos	(228)	(250)	9%	+21
Dividendos recebidos	1	0	n.m.	+1
Dividendos pagos	(9)	(21)	55%	+11
Accionistas	-	-	-	-
Outros	(9)	(21)	55%	+11
Receb./pagamentos) parceiros institucionais EUA	(65)	164	-	-229
Variações cambiais	30	146	-79%	-116
Outras variações não operacionais	(133)	37	-	-170
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(124)	378	-	-502

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	3.947	3.533	12%	+414
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	593	100	493%	+493
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(3.163)	(2.843)	-11%	-320
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(477)	(165)	-189%	-312
Fluxo gerado pelas operações	900	625	44%	+275
Receb./pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(32)	(61)	47%	+28
Fluxo das Actividades Operacionais	868	565	54%	+303
Fluxo das Actividades de Investimento	(544)	(512)	-6%	-32
Fluxo das Actividades de Financiamento	(288)	252	-	-540
Varição de caixa e seus equivalentes	36	305	-88%	-269
Efeito das diferenças de câmbio	7	18	-64%	-11

O FFO diminuiu 15% vs. 1T16, totalizando €628M no 1T17, reflexo de (i) um decréscimo de €119M no EBITDA (ver detalhes na página 3); (ii) um aumento de €30M do imposto corrente associado a vendas de défice tarifário no 1T17; e (iii) um decréscimo de €26M dos juros financeiros líquidos.

O fluxo das actividades operacionais cresceu €303M vs. Dez-16, para €868M no 1T17, impactado essencialmente pela redução em €297M vs. Dez-16 dos recebimentos futuros da actividade regulada (reflectindo vendas de défice tarifário de €0.6MM no 1T17). As outras variações no fundo de maneo ascenderam a -€232M no 1T17, na sequência de um pagamento em sede de IVA de €203M, no âmbito da reorganização das actividades de distribuição de gás em Espanha, e que será recuperado até ao fim de 2017.

O investimento operacional de expansão totalizou €112M no 1T17, traduzindo os trabalhos de construção de nova capacidade hídrica e eólica.

Os desinvestimentos (líquidos) ascenderam a €27M no 1T17, incluindo contribuições de capital para o projecto de São Manoel no Brasil e para projectos eólicos offshore desenvolvidos em parceria.

Os recebimentos de Parceiros Institucionais nos EUA corresponderam a -€65M no 1T17, reflectindo a retenção de benefícios fiscais por investidores institucionais. Saliente-se que no 1T16, esta rubrica incluía os recebimentos provenientes da parceria de financiamento relativa ao parque eólico Waverly com 199MW (€216M).

As variações cambiais totalizaram €30M, reflectindo o impacto da depreciação do USD (-2%) e da apreciação do BRL (+1%), ambos face ao Euro e comparativamente a Dez-16.

Outras variações não operacionais ascenderam a -€133M no 1T17, influenciadas pela consolidação do novo parque "Eólica de Coahuila" no México com 200MW (€0,2MM).

Em conclusão, a dívida líquida diminuiu €124M vs. Dez-16 para €16,0MM a Mar-17.

Importa ainda salientar que: i) em Fev-17, a EDP acordou vender à CTG, uma posição de 49% em projectos eólicos em Portugal (parte dos activos da ENEOP), por €0,2MM; ii) em Abr-17, a EDP assinou acordos definitivos para a venda do seu negócio de distribuição de gás em Espanha (€2,6MM), cujo encaixe financeiro irá financiar a potencial aquisição das acções da EDPR (em linha com a OPA voluntária lançada sobre os 22,5% do capital não controlado), sendo que o valor remanescente será destinado à redução da dívida; iii) em Abr-17, a EDP vender à REN o seu negócio de distribuição de gás em Portugal (€532M). A data esperada de fecho dos negócios anunciados em Março e Abril de 2017 é 2T17 ou início de 3T17.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada

Activo (€ M)	Mar. vs. Dez.		
	Mar-17	Dez-16	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	23.844	24.194	-349
Activos intangíveis	5.089	5.129	-40
Goodwill	2.349	3.415	-1.066
Invest. Financeiros, Activos para venda (Detalhes pág 30)	3.764	1.547	2.217
Impostos, correntes e diferidos	1.116	1.399	-283
Inventários	282	317	-35
Outros activos, líquido	6.111	6.511	-399
Depósitos colaterais	54	52	2
Caixa e equivalentes de caixa	1.564	1.521	42
Total do Activo	44.173	44.084	89

Capital Próprio (€ M)	Mar-17	Dez-16	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	9.624	9.406	218
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 30)	4.428	4.330	98
Total do Capital Próprio	14.052	13.736	316

Passivo (€M)	Mar-17	Dez-16	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	18.150	18.027	123
<i>Médio e longo prazo</i>	15.460	15.550	-90
<i>Curto prazo</i>	2.690	2.476	214
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.696	1.727	-31
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.422	1.520	-98
Provisões	674	671	3
Impostos, correntes e diferidos	1.551	1.676	-125
Proveitos diferidos de invest. institucionais	778	819	-41
Outros passivos, líquido	5.850	5.907	-58
Total do Passivo	30.121	30.347	-226
Total do Capital Próprio e Passivo	44.173	44.084	89

Benefícios aos Empregados (€M) (1)	Mar-17	Dez-16	Δ Abs.
Pensões (2)	781	815	-34
Actos médicos e outros	915	912	3
Benefícios aos Empregados	1.696	1.727	-31

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Mar-17	Dez-16	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	445	744	-299
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	257	253	4
Espanha	68	68	-
Brasil	-116	-114	-2
Receb. Futuros da Actividade Regulada	654	951	-297

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €0,4MM vs. Dez-16, para €28,9MM a Mar-17, reflectindo essencialmente: i) -€0,4MM de amortizações do período; ii) +€0,3MM de investimento operacional no período; iii) +€0,3MM devido à consolidação do parque Eólica de Coahuila no México (200MW); e iv) -€0,5MM atribuíveis à reclassificação dos activos de distribuição de gás em Espanha como “activos detidos para venda”, no seguimento da assinatura do acordo definitivo para a venda em Abr-17. A Mar-17, existiam €2,6MM de imobilizado em curso (9% 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.

O **goodwill** diminuiu €1,1MM vs. Dez-16 para €2,3MM em Mar-17, dada a venda acordada da Naturgas Energía Distribución.

Os **investimentos financeiros e activos detidos para venda** aumentaram €2,2MM vs. Dez-16, para €3,8MM a Mar-17, reflectindo essencialmente a inclusão dos activos da Naturgas Energía Distribución (€2,2MM) como “detidos para venda”, visto que a Portgás já estava reclassificada nesta rubrica desde Dez-16. De notar que, a Mar-17, 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 e 3,5% na REN; e ao nível da EDPR, participações em parques eólicos nos EUA e Espanha (356MW).

Os **impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos**, caíram 0,2MM vs. Dez-16, influenciados por um pagamento em sede de IVA no âmbito da reestruturação do negócio de distribuição de gás em Espanha, a recuperar até ao fim de 2017. O montante em **Outros activos, líquido** sofreu uma redução de €0,4MM vs. Dez-16 para €6,1MM a Mar-17, traduzindo sobretudo uma redução dos activos regulatórios no em Portugal impulsionada pelas vendas de défice tarifário no 1T17.

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** caiu €0,3MM vs. Dez-16, para €654MM a Mar-17, reflexo de uma diminuição de €295M do montante originado em Portugal.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** aumentaram em €0,2MM, para €9,6MM a Mar-17, reflectindo essencialmente €215M de resultado líquido gerado no período. Os **interesses não controláveis** aumentaram €0,1MM para €4,4MM a Mar-17, por consequência da atribuição da componente do resultado líquido da EDPR e EDP Brasil que não pertence aos accionistas da EDP.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** (bruto, antes de impostos diferidos) caiu €31M face a Dez-16 para €1.696M a Mar-17, na sequência do pagamento recorrente de pensões e despesas com actos médicos no 1T17. O **passivo relativo a parcerias institucionais líquido de proveitos diferidos** diminuiu €0,1MM vs. Dez-16 para €1,4MM a Mar-17, reflectindo os benefícios apropriados pelos parceiros institucionais durante o período e a depreciação do USD face ao Euro (-2%).

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

(3) Desvios tarifários a serem recuperados/(devolvidos) em anos subsequentes

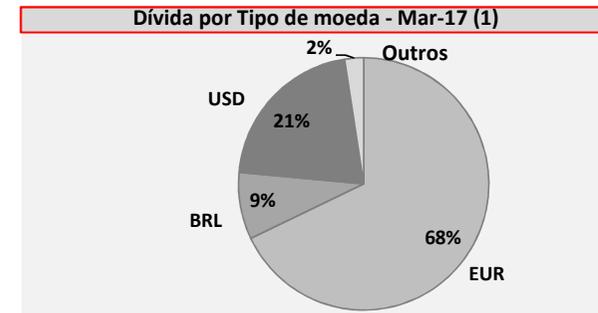
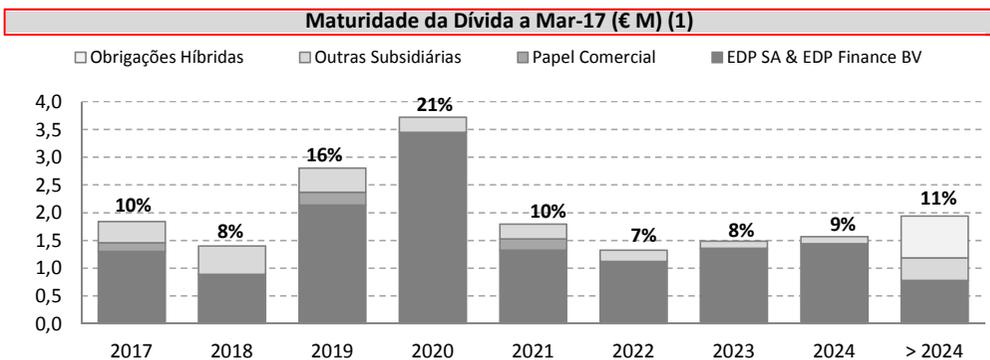
Dívida Financeira Líquida Consolidada

Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)	Mar-17	Dez-16	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	15.147	15.214	0%	-67
EDP Produção & Outros	91	79	15%	12
EDP Renováveis	1.046	787	33%	260
EDP Brasil	1.593	1.582	1%	12
Dívida Financeira Nominal	17.878	17.662	1%	216
Juros da dívida a liquidar	218	292	-25%	-74
"Fair Value"(cobertura dívida)	54	73	-25%	-19
Derivados associados com dívida (2)	(101)	(130)	22%	29
Depósitos colaterais associados com dívida	(54)	(52)	-3%	-2
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(376)	(391)	4%	15
Dívida Financeira	17.619	17.454	1%	165
Caixa e Equivalentes	1.564	1.521	3%	42
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	575	525	9%	49
EDP Renováveis	405	408	-1%	-3
EDP Brasil	584	588	-1%	-4
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	9	10	-10%	-1
Dívida Líquida do Grupo EDP	16.047	15.923	1%	124

Linhas de Crédito em Mar-17 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	75	1	75	Ago-17
Linha Crédito "Revolving"	3.150	21	3.150	jun-19
Linha Crédito "Revolving"	500	16	500	fev-20
Linhas Crédito Domésticas	156	7	156	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	100	2021
Total Linhas Crédito	3.981		3.981	

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	30-03-2017	03-04-2017	31-10-2016

Rácios de Dívida	Mar-17 (3)	Dez-16
Dívida Líquida / EBITDA	4,4x	4,2x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios	4,2x	4,0x



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 Mar-17, a S&P manteve a notação de rating da EDP em "BB+" com Outlook 'Positivo'. Em Abr-17, a Moody's manteve a notação de rating da EDP em "Baa3" com Outlook 'Estável'. Ambas as afirmações do rating ocorreram no seguimento do anúncio pela EDP da aceitação de uma oferta vinculativa para a aquisição do seu negócio de distribuição de gás em Espanha, cujo encaixe financeiro será parcialmente aplicado na potencial aquisição de acções da EDP Renováveis, detidas actualmente por accionistas minoritários. A S&P considera que as transacções não afectam materialmente o perfil de risco do grupo, sendo que na perspectiva da Moody's as transacções são consistentes com o Plano Estratégico 2016-20 da EDP, contribuindo para a redução do seu nível de endividamento.

Em linha com a política financeira do Grupo de alargar a maturidade média da dívida e melhorar as métricas financeiras, em Jan-17 a EDP emitiu um empréstimo obrigacionista de €600M, com vencimento em Set-23 e cupão de 1,875%.

Em Mar-17, a **maturidade média da dívida** era de 4,9 anos. O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais atingiu 71% enquanto o remanescente da dívida foi angariado essencialmente através de empréstimos bancários.

As necessidades de refinanciamento para 2017 ao nível da holding (EDP S.A. e EDP Finance B.V.) ascendem a €1,5MM, sendo essencialmente constituídas por empréstimos bancários e duas obrigações: obrigação de €750M com cupão 5,75% e maturidade em Set-17; e obrigação de GBP200M com cupão de 6,625% e maturidade em Ago-17. **Em 2018 e 2019 as necessidades de refinanciamento ao nível da holding** totalizam €0,9MM e €2,4MM, respectivamente, consistindo essencialmente em empréstimos obrigacionistas. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €5,6MM a Mar-17. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além 2018.



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico

Balanço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1T17	1T16	Δ%	1T17	1T16	Δ%	1T17	1T16	Δ%
Hidroeléctrica	2,8	5,9	-53%	7,4	13,1	-44%	10,2	19,0	-47%
Nuclear	-	-	-	15,3	13,8	11%	15,3	13,8	11%
Carvão	3,1	2,4	30%	10,3	6,1	70%	13,4	8,4	59%
CCGT	2,7	0,7	297%	5,7	4,5	26%	8,5	5,2	62%
(-) Bombagem	(0,6)	(0,4)	27%	(1,3)	(2,2)	-40%	(1,9)	(2,6)	-29%
Regime Convencional	8,0	8,6	-6%	37,4	35,3	6%	45,4	43,8	4%
Eólica	3,7	4,1	-9%	14,4	17,1	-16%	18,2	21,2	-14%
Outras	2,4	2,5	-6%	10,9	9,8	11%	13,2	12,3	8%
Regime Especial	6,1	6,7	-8%	25,3	26,8	-6%	31,4	33,5	-6%
Importação/(exportação)	(1,2)	(2,3)	-48%	1,2	1,7	-28%	0,0	(0,6)	-
Consumo Referido à Emissão	13,0	13,0	0,2%	63,9	63,8	0,2%	76,9	76,8	0,2%
Corrigido temperatura, dias úteis			0,2%			1,1%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1T17	1T16	Δ%	1T17	1T16	Δ%	1T17	1T16	Δ%
Procura convencional	11,4	10,4	10%	83,0	77,4	7%	94,4	87,8	7%
Procura para produção electricidade	5,7	1,5	274%	13,5	11,6	17%	19,2	13,1	46%
Procura Total	17,1	11,9	43%	96,5	89,0	8%	113,6	100,9	13%

A procura de electricidade na P. Ibérica cresceu 0,2% no 1T17, limitada pelas temperaturas amenas e efeito de calendário desfavorável. Em termos homólogos, a procura ajustada de temperatura e dias úteis cresceu 0,2% em Portugal (17% da procura total na P. Ibérica) e 1,1% em Espanha (83% do total).

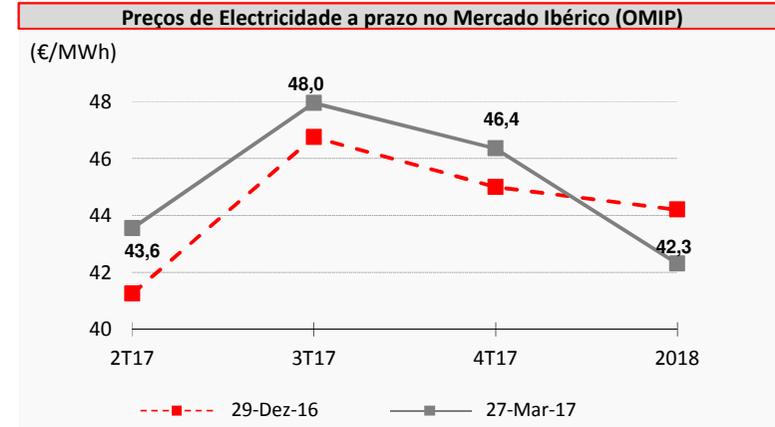
A capacidade instalada na P. Ibérica cresceu 0,2GW, para 119GW, suportada pelo comissionamento da central Venda Nova III (756MW quase exclusivamente de bombagem) e por uma pequena redução da capacidade instalada em cogeração (-0,1GW).

No 1T17, a procura residual térmica (PRT) aumentou 60% (+8,2TWh), impulsionada por um tempo muito seco, especialmente quando comparado com o tempo muito húmido no 1T16: hidraulicidade ficou 36% aquém da média histórica no 1T17, comparado com um prémio de 45% no 1T16, resultando numa redução de 49% na produção em centrais hídricas (-8,2TWh em termos homólogos). Destaque também para a redução de produção em regime especial (-2,1TWh, suportada por uma quebra de 3TWh na produção eólica, decorrente da normalização de eolicidade), que foi compensada por uma subida da produção nuclear e ausência de importações líquidas (-0,6TWh face ao 1T16, reflexo de paragens de centrais nucleares em França). O acréscimo de PRT na P. Ibérica foi satisfeita equilibradamente por produção em CCGTs e a carvão, cujos factores médios de utilização aumentaram 5pp e 21pp em termos homólogos, para 14% e 55%, respectivamente. Em termos gerais, a fraca hidraulicidade e normal eolicidade no trimestre compararam muito desfavoravelmente com as condições excepcionais verificadas no 1T16.

O preço médio à vista em Espanha subiu 81% em termos homólogos, para €56/MWh (tanto em Espanha como em Portugal), reflexo do impacto combinado de condições atmosféricas desfavoráveis, custo de produção mais alto nas tecnologias marginais, baixas temperaturas na Europa e constrangimentos em centrais nucleares em França. O preço médio de CO₂ caiu 8% no 1T17, para €5,2/ton. O preço médio final de electricidade em Espanha subiu 60% face ao 1T16, para 64€/MWh no 1T17, em linha com a evolução do preço spot. A diferença entre o preço final de electricidade e o preço da pool é essencialmente explicada pela modulação horária e contribuição do mercado de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

No mercado de gás da P. Ibérica, o consumo cresceu 13% no 1T17, suportado pelo reforço de produção de electricidade a partir de CCGTs: o consumo de gás para produção de electricidade (17% do total na P. Ibérica) subiu 46% no 1T17, com especial contributo de Portugal. No 1T17, a procura convencional representou 83% do consumo total de gás na P. Ibérica, com um crescimento de 7% em termos homólogos.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1T17	1T16	Δ%
Hídrica	24,2	23,5	3%
Nuclear	7,0	7,0	-
Carvão	11,3	11,5	-2%
CCGT	28,8	28,8	0%
Regime Convencional	71,3	70,7	1%
Eólica	28,1	28,0	0%
PRE's (outras)	19,6	20,1	-2%
Regime Especial	47,7	48,1	-1%
Total	119,0	118,8	0%



Factores Chave (1)	1T17	1T16	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,64	1,45	-56%
Espanha	0,70	1,20	-42%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,00	1,16	-14%
Preço de elect. à vista, €/MWh			
Portugal	56	31	83%
Espanha	56	31	81%
Preço final elect. à vista, €/MWh (2)			
Espanha	64	40	60%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton	5,2	5,6	-8%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/ton	81	45	80%
Preço Mibgas (€/MWh)	25	17	50%
Gás NBP, €/MWh	19	13	43%
Brent, USD/Barril	54	34	59%
EUR/USD	1,06	1,10	-3%

Produção de Electricidade no Mercado Ibérico

DR Operacional (€ M)	1T17	1T16	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	300	427	-30%	-127
OPEX (1)	60	54	13%	+7
Outros custos operacionais (líq.)	36	64	-44%	-28
Custos Operacionais Líquidos	96	117	-18%	-21
EBITDA	204	310	-34%	-106
Provisões	0	0	-100%	-0
Amortizações e imparidades	89	89	-0%	-0
EBIT	115	221	-48%	-106

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. A presente secção reporta à actividade de produção de electricidade. A partir de 1-Jan-17, a EDP junta o formato de reporte das áreas de Produção Contratada de Longo Prazo e de Actividades Liberalizadas na Península Ibérica (2016 re-expresso). Ainda que a capacidade sob CAE/CMEC (2,7GW de capacidade hídrica, 1,2GW de capacidade a carvão) não esteja exposta a risco de mercado e hídrico até Jun-17 (o desvio da margem bruta em mercado face à referência CMEC ascendeu a €55M no 1T17; -9% em termos homólogos), as centrais são despachadas em mercado, em função da ordem de mérito.

O **portifólio de geração convencional** na Península Ibérica integra um total de 13,4GW, dos quais 52% corresponde a centrais hídricas, 28% a CCGTs, 18% a centrais a carvão (86% da qual com investimentos ambientais DeNOX já instalado ou em curso), 2% a centrais mini-hídricas, a cogeração e resíduos; e 1% a nuclear. Nos últimos 12 meses, a capacidade instalada cresceu 6%, reflexo do comissionamento da repotenciação Venda Nova III (756MW) de bombagem quase pura.

A **produção** das centrais de geração (incluindo mini-hídricas, cogeração e resíduos) caiu 13% no 1T17 (-1,4TWh vs. 1T16), fortemente impactada por: (i) queda de 56% na produção nas nossas centrais hídricas com CAE/CMEC (-1,6TWh em termos homólogos, ainda que sem impacto nos resultados); e (ii) uma queda de 52% na produção hídrica restante (-1,9TWh face ao 1T16), por força de uma hidraulicidade 36% abaixo da média histórica, em Portugal. Este impacto foi parcialmente compensado pelo acréscimo em 268% da produção em CCGT (+1,2TWh vs. 1T16) e por uma subida de 30% na produção a carvão (+0,9TWh face ao 1T16, dos quais +0,4TWh na central Sines, sob regime CAE/CMEC). O acréscimo de produção em CCGT e centrais a carvão foi suportado pela subida de produção térmica. Ainda assim, o acréscimo de produção em CCGT superou o das centrais a carvão, impulsionado pela melhoria de competitividade do gás face ao carvão.

O **custo médio de produção** subiu de €14/MWh no 1T16 para €30/MWh no 1T17, reflectindo: (i) o menor peso de produção hídrica (33% da produção total no 1T17 vs. o peso excepcionalmente alto no 1T16, em 62%), combinado com uma actividade de bombagem mais intensa (à luz dos recursos hídricos mais escassos); e (ii) produção a carvão mais cara (+28% face ao 1T16), devido à subida do preço do carvão. Por sua vez, o custo médio de produção em CCGT recuou 30%, reflectindo essencialmente uma descida no custo variável do gás e CO2 e, de forma mais determinante, a maior diluição do custo fixo do gás.

A **margem bruta da Produção na P. Ibérica** caiu 30% em termos homólogos, para €300M no 1T17, impactada por: (i) queda de produção própria e aumento do custo médio de produção; (ii) redução de proveitos com garantia de potência (-11% face ao 1T16), resultante da sua interrupção em Portugal; e (iii) menor margem bruta das centrais mini-hídricas, cogeração e resíduos (-31%), provocada pelo efeito na produção de mini-hídricas da fraca hidraulicidade neste trimestre, em especial quando comparada com as condições excepcionais no trimestre homólogo. Note-se que o perfil de baixo risco da nossa capacidade sob CAE/CMEC em Portugal se mantém até Jun-17: no 1T17, o desvio da margem bruta em mercado face à referência CMEC ascendeu a €55M (-9% face ao 1T16). Este desvio foi largamente originado nas centrais hídricas (€54M no 1T17, explicado por uma produção total 49% abaixo da referência do CMEC).

No que se refere à remuneração de capacidade, importa mencionar que, após o cancelamento da garantia de vigor (traduzindo na redução de proveitos a zero no 1T17), um primeiro leilão de capacidade teve lugar em Mar-17, resultando num preço de €4.775/MW/ano, correspondente ao escalão imediatamente abaixo do preço de referência no leilão (€4.800/MW/ano). Neste leilão, o grupo EDP (incluindo o operador CUR) obteve um valor total de €4,8M referente ao período de Abril a Dezembro de 2017. O leilão de capacidade para 2018 (Portaria nº 2275-A/2017) está programado para Mai-17, com um preço referência idêntico a 2017.

Os **custos operacionais líq.** ascenderam a €96M no 1T17 (-18% face ao 1T16), essencialmente suportados por uma redução nos custos regulatórios decorrente uma produção mais baixa.

O **investimento operacional** caiu €18M face ao 1T16, para €30M no 1T17, suportado pela redução do investimento operacional de expansão em nova capacidade hídrica em Portugal, no seguimento do início de exploração de Venda Nova III. Note-se que o investimento no 1T17 inclui ainda €18M dedicado a projectos de expansão, essencialmente dedicado a nova capacidade hídrica em Portugal e à execução de investimentos ambientais em DeNOx, em Espanha. A Mar-17, a EDP tem apenas 1 projecto em construção: Foz-Tua, uma nova central com bombagem, com uma capacidade de 263MW, cujo comissionamento se espera no próximo verão.

Dados-chave	1T17	1T16	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	9.241	10.632	-13%	-1.391
CCGT	1.713	465	268%	+1.248
Carvão	4.053	3.106	30%	+947
Hidroeléctrica	2.948	6.394	-54%	-3.446
Nuclear	333	330	1%	+3
Mini-hídricas, Cog. e Resíduos	193	337	(0)	(143)
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	30	14	115%	+16,0
CCGT	55	78	-30%	-23,1
Carvão	34	27	28%	+7,6
Hidroeléctrica	12	4	250%	+8,8
Nuclear	5	5	1%	+0,0
Factores de Utilização (%)				
CCGT	21%	6%	-	16p.p.
Carvão	78%	59%	-	19p.p.
Hidroeléctrica	20%	48%	-	-30p.p.
Nuclear	99%	97%	-	0p.p.
Empregados (#)	2.042	2.023	1%	+19
Investimento Operacional (€M)	30	48	-37%	-18
Expansão	18	37	-51%	-19
Manutenção	12	11	10%	+1

Outros detalhes adicionais (€ M)	1T17	1T16	Δ%	Δ Abs.
Ao nível da margem bruta:				
Garantia de potência	11	13	-11%	-1
Revisibilidade CMEC	55	61	-9%	-6
Mini-hídricas, cog. & resíduos	18	27	-31%	-8
Ao nível da EBITDA:				
Custos regulatórios (3)	43	46	-5%	-2

(1) OPEX = FSE + Custos c/ Pessoal + Custos c/ benefícios Sociais; (2) Inclui custos de combustível, licenças de emissão de CO2, resultados de hedging;

(3) Inclui: (i) ao nível da margem bruta, tarifa social em Portugal; (ii) ao nível de outros custos operacionais, impostos sobre geração em Espanha (incluindo fuel, resíduos, nucleares e utilização de recursos hídricos), clawback em Portugal.

Comercialização de Electricidade e Gás, em Portugal e Espanha



	1T17	1T16	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	64	67	-5%	-3
OPEX (1)	51	44	14%	+6
Outros custos operacionais (líq.)	13	11	17%	+2
Custos Operacionais Líquidos	63	55	15%	+8
EBITDA	1	12	-94%	-11
Provisões	(0)	(0)	-90%	+0
Amortizações e imparidades	3	2	9%	+0
EBIT	(2)	10	-	-11

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.

A Mar-17, o portfolio da EDP contava com 5,1M de clientes, sobretudo no segmento residencial e PME. Nos últimos 12 meses, o portfolio de clientes cresceu 6%: +5% vs. 1T16 em Espanha e +7% vs. 1T16 em Portugal, onde o processo de liberalização começa a abrandar, uma vez que maior parte dos clientes já está no mercado livre (92% a Nov-16, segundo os dados mais recentes da ERSE).

A EDP tem como objectivo expandir o seu portfolio de clientes, através da expansão na oferta de produtos e serviços inovadores, como parte da estratégia de construção de relações de longo prazo com os clientes suportado por um aumento no nível de satisfação e fidelidade dos clientes. Adicionalmente, a percentagem de clientes com oferta dual atingiu os 29%, tendo em conta os diferentes estágios de evolução na P. Ibérica: (i) em Portugal, a oferta dual aumentou 8% face ao 1T16, para 16% dos clientes em Mar-17; e (ii) em Espanha, a percentagem com oferta dual manteve-se nos 80%, apresentando uma ligeira diminuição de 3pb vs. 1T16. Adicionalmente, na P. Ibérica, a taxa de penetração da prestação de serviços subiu 13% face ao período homólogo, para 15% a Mar-17.

O **volume de electricidade** vendido na P. Ibérica caiu 6% vs. 1T16, para 8,6TWh no 1T17, reflexo de critérios comerciais mais selectivos, assim como uma maior quota de clientes residenciais e PME devido à expansão de 9% do portfólio.

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização na P. Ibérica** caiu 5% face ao 1T16, reflexo de preços spot mais elevados implícitos nos desvios face ao consumo previsto, nomeadamente em Jan-17. Note-se que este efeito deverá ser minimizado ao longo do resto do ano.

Os **custos operacionais líquidos** cresceram 15% face ao 1T16, para €63M no 1T17, devido a um aumento nos custos com serviços a clientes reflexo da expansão do portfolio assim como o aumento da quota dos clientes residenciais no nosso portfolio.

A EDP está a criar condições para diminuir o custo por cliente através de um crescimento na taxa de digitalização e da melhoria do nível de satisfação dos clientes: facturas electrónicas cresceram 16% face ao período homólogo, para 28% do total, em Mar-17; o número de reclamações por cada 1000 contratos baixou 19% em termos homólogos.

Dados-chave	1T17	1T16	Δ%	Δ Abs.
Carteira de Clientes (mil)				
Electricidade	5.144	4.831	6%	+313
Portugal	4.064	3.803	7%	+261
Espanha	1.080	1.028	5%	+52
Gas	1.468	1.372	7%	+96
Portugal	613	532	15%	+81
Espanha	855	840	2%	+15
Taxa de penetração Dual Fuel (%)	29%	29%	1%	+0
Outros Serviços				
Rácio de Serviços por contracto (%)	15%	14%	13%	2p.p.
Volume de electricidade vendido (GWh)	8.584	9.084	-6%	-500
Segmento residencial	3.596	3.547	1%	+49
Segmento Industrial	4.987	5.537	-10%	-550
Volume de gás vendido (GWh)	4.690	3.793	24%	+897
Segmento residencial	2.713	2.021	34%	+692
Segmento Industrial	1.976	1.772	12%	+205
Facturação electrónica (%)	28%	24%	16%	4p.p.
Reclamações por 1000 contractos (#)	8	9	-19%	-2
Empregados (#)	408	356	15%	+52
OPEX por cliente (2) (€)	8	7	7%	+0
EBITDA por cliente (2) (€)	0	2	-94%	-2
Investimento Operacional (€ M)	1	1	0%	+0

(1) OPEX = Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais; (2) Com base no número de contractos.

EDP Renováveis: Performance Financeira

Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	460	452	2%	+7
OPEX (1)	100	92	8%	+7
Outros custos operac. (líq.)	(13)	(19)	-31%	+6
Custos Operacionais Líq.	87	73	18%	+13
EBITDA	373	379	-2%	-6
Provisões	0	-	-	+0
Amortizações e imparidades	131	147	-11%	-17
EBIT	242	232	5%	+11
Resultados financeiros	(79)	(74)	7%	-5
Resultados em associadas	(2)	(7)	-77%	+6
Resultados Antes de Impostos	162	151	7%	+11
Investim. Operac. (€ M) (2)	93	89	5%	+4
Europa (3)	33	20	68%	+13
América do Norte	53	63	-16%	-10
Brasil	7	6	9%	+1
Outros & Ajustam.	-	-	-	-

Dados Gerais	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Capacid. Instalada (MW)	10.054	9.351	8%	+702
Europa	4.989	4.915	2%	+74
América do Norte	4.861	4.233	15%	+628
Brasil	204	204	0%	-
Electric. Produzida (GWh)	7.719	7.535	2%	+184
Factor méd. utilização (%)	36%	38%	-	-1
Preço méd. venda (€/MWh)	60	61	0%	-
Core Opex/MW Méd (€mil) (4)	10,0	10,0	0%	+0
Empregados (#)	1.124	1.028	9%	+96
EBITDA (€ M)	373	379	-2%	-6
Europa (3)	196	228	-14%	-32
América do Norte	173	153	13%	+20
Brasil	6	3	132%	+3
Outros & Ajustam.	(1)	(4)	-67%	+2
EBIT (€ M)	242	232	5%	+11
Europa (3)	135	154	-12%	-19
América do Norte	106	81	31%	+25
Brasil	3	1	125%	+2
Outros & Ajustam.	(2)	(4)	-56%	+2

Dados da Acção	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	6,93	6,71	3%	0,2
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-

Dados Dem. Posição Financeira (€M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Investim. Financeiros, Act. detidos para veni	343	324	6%	+19
Dívida Líquida	3.175	3.414	-7%	-239
Empréstimos bancários e outros (Liq.)	564	632	-11%	-68
Dívida c/ empresas EDP (Liq.)	2.611	2.782	-6%	-172
Interesses não controláveis	1.488	1.053	41%	+434
Passivo líq. Parc. invest. Instituc. (5)	1.422	1.260	13%	+163
Valor Contabilístico	6.197	6.041	3%	+156
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,07	1,14	6%	-0,07

Resultados Financeiros (€ M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(35)	(47)	26%	+12
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(27)	(24)	-12%	-3
Custos capitalizados	3	6	-43%	-2
Diferenças Cambiais e Derivados	3	2	42%	+1
Outros	(23)	(10)	-	-13
Resultados Financeiros	(79)	(74)	-7%	-5

A EDP Renováveis (EDPR) detém, opera e desenvolve a capacidade eólica e solar do Grupo EDP. A Mar-17, a EDPR operava 10.410MW (+702MW em 1T17 vs. 1T16), 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: 56% na Europa, 42% na América do Norte e 2% no Brasil.

O EBITDA da EDPR desceu 2% (-€6M), para €373M no 1T17, impactado por i) menor factor médio de utilização (-2p.p.) e ii) aumento dos custos operacionais relacionados com impostos sobre projectos antecipados; que mais do que mitigaram a contribuição positiva da iii) maior capacidade média em operação (+8%) e iv) +7M (+2% no 1T17 vs. 1T16) do impacto cambial da apreciação do USD e BRL. O preço médio de venda foi de €60MWh (estável em termos homólogos) e custos operacionais (Opex), +8% em 1T17 vs. 1T16, aumentaram em linha com os novos MWs em operação.

A produção cresceu 2% vs. 1T16, para 7,7TWh no 1T17, suportada pelo aumento da capacidade média em operação, pese embora a menor disponibilidade dos recursos eólicos, especialmente fraca nas principais regiões europeias (-3p.p. em termos homólogos) e que penalizou um maior avanço na produção. Em termos de disponibilidade eólica média nos parques da EDPR, quando comparada com a média histórica esteve 1% acima, porém, consideravelmente abaixo da média histórica de eolicidade no 1T16 (106%). O preço médio de venda manteve-se estável incluindo o impacto positivo do forex de 1%.

Os custos operacionais (Opex) subiram 8% face ao 1T16 (+€7M), reflectindo o aumento do número de colaboradores (1.124 colaboradores no 1T17 vs. 1.028 no 1T16) e maiores custos de operação e manutenção (+€2M no 1T17 face ao 1T16) ambos, resultantes do crescimento do portfólio e reflectindo o impacto cambial. Os custos operacionais em função dos MWs médios situaram-se nos 10K/MW médio, no 1T17, demonstrando a contínua disciplina de custos da EDPR. Outros custos operacionais (líquidos) diminuíram -€6M (-31% face ao 1T16), em resultado da antecipação de alguns projetos nos EUA e maior preço pool em Espanha que originou mais impostos sobre a geração (7% de imposto sobre a geração em Espanha).

O EBIT aumentou 5% face ao 1T16, para €242M no 1T17, impulsionado pela redução do montante pago de amortizações (-11%, -€17M vs. 1T16). A extensão da vida útil dos activos de 25 para 30 anos (+€30M, no 1T17) mais do que mitigou o efeito da maior capacidade em operação e apreciação cambial do dólar e real.

O investimento operacional totalizou €93M no 1T17 (+5% vs. 1T16): 57% do total foi alocado à América do Norte, a principal região driver de crescimento da EDPR 2016-2020; 36% à Europa e 7% ao Brasil.

A dívida líquida da EDPR a Mar-17 ascendeu a €3,2MM (vs. €2,8MM em Dez-16), +€0,4MM reflectindo: i) a entrada do parque eólico no México no perímetro de consolidação (€215M) e o ii) investimento cash (€368M). Adicionalmente, a evolução da dívida líquida traduz: iii) o fluxo de caixa operacional (+€281); iv) o pagamento a investidores institucionais (+€64M), v) as diferenças cambiais (€11M) e vi) outros. Os passivos relativos a parcerias institucionais ascenderam a €1.422M a Mar-17, reflectindo os benefícios fiscais pagos a investidores institucionais e o estabelecimento de novas parcerias de financiamento durante o período. Os interesses não controláveis, ao nível do balanço, aumentaram €434M no 1T17 totalizando €1.488M, resultado das participações minoritárias em activos na América do Norte (c.66%), na Europa (c.30%) e no Brasil (c.4%).

Os custos financeiros líquidos aumentaram em €79M vs. 1T17, (+7% vs. 1T16). As outras despesas financeiras +€13M em termos homólogos, reflectindo instrumentos de hedging, menores custos financeiros capitalizados e ganhos de capital. Os juros líquidos pagos caíram 26% face ao 1T16, devido ao menor custo médio da dívida (3,9% no 1T17 vs. 4,5% no 1T16) e da sua redução em termos homólogos. Os custos com parcerias institucionais aumentaram €3M face ao 1T16, reflexo de novas parcerias institucionais e da apreciação do dólar. As diferenças cambiais e os derivados tiveram um impacto positivo de €12M em 1T17 vs. 1T16.

(1) OPEX = Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais; (2) Líquido de incentivos ao investimento; (3) Inclui custos da Holding e ajustamentos ao nível da EDPR Europa; (4) Core Opex definido por Fornecedores e Serviços (incluindo actividades de O&M) e custos pessoais; (5) Líquido de proveitos diferidos;

EDP Renováveis: América do Norte & Brasil

América do Norte	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD - Taxa média do período	1,06	1,10	3%	-0,04
Capacidade instalada (MW)	4.861	4.233	15%	+628
CAE/Coberturas/Tarifa	4.276	3.489	23%	+786
Mercado	585	744	-21%	-158
Factor médio de utilização (%)	41%	40%	-	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	4.189	3.694	13%	+495
CAE/Coberturas/Tarifa	3.568	2.973	20%	+595
Mercado	620	721	-14%	-101
Preço médio de venda (USD/MWh)	47,5	48,1	-1%	-0,7
CAE/Coberturas/Tarifa	49,1	49,5	-1%	-0,3
Mercado	36,2	41,0	-12%	-5
Margem Bruta Ajustada (USD M)	264	234	13%	+30
Margem Bruta (USD M)	192	173	11%	+19
Receitas PTC & Outras (USD M)	73	61	19%	+11
EBITDA (USD M)	184	168	10%	+16
EBIT (USD M)	113	89	27%	+24
Capacidade instalada (MW Equity)	179	179	0%	-
Inv. Operacional Líquido (USD M)	56	69	-19%	-13
Inv. Operacional Bruto	56	69	-19%	-13
"Cash grant" recebido	-	-	-	-
Capacidade em construção (MW)	278	450	-38%	-172

Na **América do Norte**, a capacidade instalada ascendeu a 4.861MW a Mar-17, dos quais: 4.631MW nos EUA, 200MW México e 30MW no Canadá. A nova capacidade adicionada nos últimos 12 meses (+628MW) concentraram-se nos EUA (+429MW) e no México (os primeiros 200MWs em operação) no último trimestre de 2016. Da capacidade total instalada 4,3GW (88%) 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 10% (+USD16M), para USD184M no 1T17**, suportado pelo: (i) aumento da produção (+13% para 495GWh) reflectindo o aumento da capacidade instalada nos últimos 12 meses; e (ii) aumento do **factor médio de utilização** (41% no 1T17 vs. 40% no 1T16) que mais do que compensou o menor **preço médio de venda** de USD47,5/MWh (-1% face ao 1T16). A **eolicidade** registada foi mais forte, particularmente na região Centro +3p.p., onde a EDPR tem ~90% da capacidade de produção nos EUA. O **preço médio de venda** foi impactado pelo menor preço de mercado, que caiu 12% no 1T17 face ao 1T16, para USD36/MWh e por novos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) a preços mais baixos. O preço realizado no mercado grossista apresentou uma descida, reflectindo menores receitas com as vendas dos certificados verdes, assim como a recuperação de recursos eólicos em termos homólogos. O preço dos CAEs embora com ligeira descida fecharam praticamente inalterados nos 49/MWh.

No **Canadá**, o preço médio de venda de CAD146/MWh foi superior em termos homólogos.

No **México**, EDPR tem um acordo de fornecimento bilateral de energia e teve o seu início de operação no 1T17.

A nova **capacidade eólica em construção** na América do Norte respeita a 278MW, nos EUA: +100MW Meadow Lake VI; +79MW Arkwright; +98 Quilt Block; e +99MW Red Bed Plains.

Os últimos acordos de **estruturas de financiamento com parceiros institucionais respeitam ao ano de 2016, nomeadamente:** (i) o financiamento de uma parceria institucional de USD343M em Dez-16, em troca de uma participação minoritária em dois projetos eólicos de 328MW (250MW - Hidalgo e 78MW - Jericho Rise) acordado em Set-16 e (ii) em Dez-16, o financiamento através de uma parceria institucional de USD114M em troca de uma participação de 101 MW no projecto Amazon Wind Farm (Timber Road III).

Brazil	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Euro/Real - Taxa média do período	3,35	4,30	29%	-0,96
Capacidade instalada (MW)	204	204	-	-
Factor médio de utilização (%)	33%	30%	-	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	147	54	170%	+93
Preço médio de venda (R\$/MWh)	223	363	-39%	-140
Margem Bruta (R\$ M)	29	19	57%	+11
EBITDA (R\$ M)	20	11	80%	+9
EBIT (R\$ M)	11	6	75%	+5
Investimento operacional (R\$ M)	22	26	-	-4
Capacidade em construção (MW)	127	-	-	+127

O **EBITDA da EDPR no Brasil aumentou 80%** face ao 1T16, para R\$20M no 1T17. A evolução do EBITDA reflecte +120MW de nova capacidade em operação (Baixa do Feijão); e (ii) o aumento de 3pp no factor médio de utilização, para 33% no 1T17. Estes factores mais do que compensaram a descida no preço médio de venda para os R\$223/MWh no 1Q17, face aos R\$363/MWh no 1T16. Esta variação também é impactada pelo menor preço PPA de Baixa do Feijão.

A capacidade instalada da EDPR no Brasil (204MW) opera ao abrigo de contratos de longo-prazo, permitindo maior visibilidade na geração de cash-flow. Da capacidade total instalada de 204MW, 120MW iniciaram a sua operação no 1T16 remunerado com preço do CAE. A Mar-17 a EDPR tinha 127MW em construção: o projecto eólico JAU & Aventura com CAE de 20 anos e início de operação previsto para 2018; e o parque eólico Babilônia (140 MW, em desenvolvimento) com CAE de 20 anos com data de operação prevista para 2018.

- 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 (\$24/MWh em 2017); (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)
- Contratos bilaterais sob o regime de auto-fornecimento por 25 anos
- Capacidade instalada no âmbito do programa PROINFA
- Leilões competitivos com atribuição de CAEs durante 20 anos

Espanha	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.194	2.194	0%	-
Factor médio de utilização (%)	31%	35%	-	-4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.442	1.658	-13%	-216
Prod. c/capac. complement (GWh)	1.322	1.527		
Produção Standard (GWh)	1.136	1.137		
Acima/abaixo Std. Prod. (GWh)	186	391		
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	120	131		
Preço médio de venda (€/MWh)	70,9	62,5	14%	+8
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	47	26	82%	+21
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	-8,6	3,1		
Complemento (€M)	50	44,1		
Ganhos/(perdas) de cobertura (€M)	-15,0	13,7		
Margem Bruta (€ M) (1)	102	103	-1%	-2
EBITDA (€M) (1)	64	67	-5%	-3
EBIT (€ M) (1)	38	20	86%	+18
Capacidade instalada (MW Equity)	177	177	0%	-
Investimento operacional (€ M)	17	1	1352%	+16
Capacidade em construção (MW)	-	-	-	-

Portugal	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.253	1.247	1%	+6
Factor médio de utilização (%)	33%	38%	-14%	-5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	877	1.039	-16%	-162
Preço médio de venda (€/MWh)	91,8	90,9	1%	+1
Margem Bruta (€ M)	80	94	-15%	-14
EBITDA (€ M)	68	82	-17%	-14
EBIT (€ M)	54	66	-17%	-11
Capacidade instalada (MW Equity)	-	-	-	-
Investimento Operacional (€ M)	4	5	-16%	-1
Capacidade em Construção (MW)	-	2	-	-2

Em Espanha, a capacidade instalada da EDPR manteve-se estável em 2.194MW em 1T17 (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 diminuiu ligeiramente para €64M no 1T17 em resultado do menor volume de electricidade produzida (-13% face a 1T16, para 1,4TWh). A produção diminuiu fruto da acentuada queda no **factor médio de utilização** - 4p.p., em termos homólogos, situando-se nos 31% no 1T17. O **preço médio de venda** aumentou para €71/MWh, reflexo do maior preço realizado em mercado, €47/MWh no 1T17 vs. €26/MWh no 1T16, impulsionado pela retoma no preço das *commodities* na Iberia, originando -€9M de ajustamentos regulatórios. Os ganhos/perdas com *hedging* em Espanha totalizou -€15M no período.

A destacar ainda que a remuneração em Espanha foi revista em Fev-17, estabelecendo os novos parâmetros de remuneração para os activos de energia renovável para 2017-2019 que inclui: a revisão do coeficiente de eolicidade para 14,79% dos anteriores 11,11%; ajustamentos regulatórios respeitantes a 2014-2016; e nova previsão de preços e limites para a produção padronizada.

No sentido de reduzir a sua exposição à volatilidade dos preços de mercado, a EDPR acordou 1,5TWh a €45/MWh para 2Q17-4Q17. 91% da capacidade em Espanha tem direito a receber um complemento de capacidade.

Em Portugal, a EDPR detém um portfólio de 1.253MW, que inclui 5MW de capacidade solar (+3MW em termos homólogos).

O EBITDA da EDPR em Portugal totalizou €68M no 1T17, -€14M face ao 1T16, fruto: i) da diminuição da produção (877GWh no 1T17 vs. 1.039GWh no 1T16) penalizada pelo menor factor médio de utilização (-5p.p. em termos homólogos); e ii) do preço médio de venda que foi ligeiramente acima este trimestre, de €92/MWh, que compara com o 1T16, cujo preço foi de €91/MWh. Esta evolução no preço médio deve-se ao diferente mix de parques eólicos em operação. O factor de eolicidade em Portugal esteve dentro da média histórica de longo-prazo no 1T17 (factor de eolicidade: 1,00) vs. acima da média histórica de LP no 1T17 (factor de eolicidade: 1.16). O **preço médio de venda** subiu ligeiramente para os €92/MWh no 1T17 vs. €91/MWh no 1T16, devido ao diferente mix de parques eólicos em operação.

Em linha com a parceria estratégica de €2MM estabelecida com a CTG em Dez-11, a EDPR chegou acordo a Fev-17, quanto à venda de 49% de capital num portefólio de activos eólicos que abrange 422 MW, num montante total de €242M. Estes activos eram parte do projecto ENEOP e têm sido consolidados integralmente pela EDPR após a conclusão do processo de *asset split* em 2015.



- 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; A cada 3 anos, existirão revisões provisórias para corrigir desvios em relação ao preço de mercado esperado.
- Prémio calculado tendo por base activos padrão (factor de utilização *standard*, produção e custos);



- 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).
- ENEOP: preço definido em concurso competitivo internacional, duração de 33 GWh de produção (por MW) até um limite de 15 anos + 7 anos (extensão com limite superior e inferior €74/MWh - €98/MWh). Tarifa inicial de c.€74/MWh ajustada por inflação mensal nos anos seguintes
- VENTINVEST: preço definido num leilão internacional e competitivo para 20 anos (ou os primeiros 44 GWh por MW)

(1) Inclui os ganhos/perdas de cobertura.

EDP Renováveis: Resto da Europa

Resto da Europa	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.541	1.473	5%	+68
Factor médio de utilização (%)	32%	34%	-4%	-1,5p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.064	1.090	-2%	-26
Preço médio de venda (€/MWh)	84	86	-2%	-2
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	418	418	0%	-
Factor médio de utilização (%)	31%	29%	5%	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	279	306	-9%	-28
Preço médio de venda (PLN/MWh)	318	364	-13%	-46
EUR/PLN - Avg. Rate in period	4,32	4,36	1%	-0
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	521	521	0%	-
Factor médio de utilização (%)	38%	33%	16%	5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	403	350	15%	+53
Preço médio de venda (RON/MWh)	340	338	1%	+2
EUR/RON - Avg. Rate in period	4,52	4,49	-1%	+0
França				
Capacidade instalada (MW)	388	364	7%	+24
Factor médio de utilização (%)	30%	39%	-22%	-8,5p.p.
Electricidade produzida (GWh)	252	307	-18%	-55
Preço médio de venda (€/MWh)	91	91	0%	+0
Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	215	171	26%	+44
Factor médio de utilização (%)	29%	34%	-13%	-4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	131	126	4%	+4
Preço médio de venda (€/MWh)	122	113	9%	+10
Margem Bruta (€ M)	89	93	-4%	-4
EBITDA (€ M)	66	79	-16%	-13
EBIT (€ M)	46	56	-18%	-10
Investimento Operacional (€ M)	12	14	-10%	-1
Capacidade em Construção (MW)	18	24	-23%	-6

Nos mercados europeus fora da Península Ibérica, a EDPR totalizou uma capacidade instalada de 1.541MW, em Mar-17, +68MW em termos homólogos (+44MW em Itália, e +24MW em França) e 18MW **em construção** em França.

O EBITDA da EDPR no Resto da Europa diminuiu 16% no 1T17 vs. 1T16 para €66M, reflectindo: i) o menor factor médio de utilização 32% no 1T17 que compara com 34% no 1T16 (de realçar que as condições eólicas no 1T16 foram acima da média histórica de longo prazo) e ii) uma ligeira diminuição no preço médio de venda, -2% (84€/MWh no 1T17 vs. €82/MWh no 1T16), ambos os factores mitigando a maior capacidade instalada média em operação (+9%).

Na Polónia, a EDPR opera 418MW de capacidade eólica. A **produção eólica** diminuiu 9% no 1T17 vs. 1T16 situando-se nos 279GWh, em sequência da menor capacidade média em operação (-11% em termos homólogos). A destacar que a razão para este decréscimo deve-se à desconsolidação no final do 1T16 de 50MW, resultado da venda de 60% de um parque eólico na Polónia com o objectivo de completar a aquisição da quota remanescente (35%) de um parque de 54MW, que já consolidada integralmente. O factor médio de utilização aumentou em 2p.p. no 1T17 (face ao 1T16). O **preço médio de venda** caiu 13% no período, para PLN318/MWh em linha com a evolução do preço dos certificados verdes.

Na Roménia, a EDPR opera 521MW: 471MW de capacidade eólica, 50MW de solar FV. A **produção** aumentou 15% face ao 1T16, para 403MWh no 1T17 (14MWh provenientes de energia solar), resultado de um maior factor médio de utilização de 38% no 1T17 face a 33% no 1T16. O **preço médio de venda permaneceu estável** +1% em termos homólogos para RON340/MWh.

Em França, a EDPR adicionou 24MW de nova capacidade, expandindo a sua capacidade instalada para 388MW, a Mar-17. A **produção eólica** diminuiu 18% face ao período homólogo, para 252GWh no 1T17, reflexo de uma acentuada descida no factor médio de utilização em 9p.p. para 30% no 1T17. A **tarifa média** foi de €91/MWh (manteve-se estável em termos homólogos).

Na Bélgica, os 71MW em operação registaram uma queda de 22% em termos homólogos, para 42 GWh, fruto de um factor médio de utilização mais baixo, -7p.p. vs. 1T16. O **preço médio de venda** permaneceu estável em €107/MWh no 1T17, reflectindo a actual estrutura de preços CAEs.

Em Itália, a EDPR opera uma capacidade total de 144MW de tecnologia eólica a Mar-17. A **produção eólica** avançou 22% para 89GWh, reflectindo a maior capacidade média em operação (que mitigou o menor factor médio de utilização -3p.p.). O **preço médio de venda** aumentou 7%, para €124/MWh em termos homólogos, devido à diversidade de parques eólicos em operação (leilões vs. antigo regime).

- Opção de escolha de preço regulado de electricidade (PLN168,88/MWh para 2T17) 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)
- Activos eólicos (instalados até 2013) recebem 2 CV/MWh até 2017 e 1 CV/MWh depois de 2017 e até completar 15 anos; Activos eólicos (instalados em 2013) recebem 1,5 CV/MWh até 2017 e 0,75 CV/MWh depois de 2017 e até completar 15 anos. Os CVs emitidos após Abr-2017 e os CVs adiados de Jul-2013 permanecem válidos e poderem ser negociados até Mar-2032
- 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, ajustado à inflação
- Energia eólica e solar recebem 'preço de mercado + certificado verde (CVs)'; preços de CVs diferentes para Wallonia : (€65/MWh-100/MWh); Opção de negociar CAEs de longo-prazo
- Projectos em operação antes de 2013 recebem (durante 15 anos) preço de mercado + CV. GSE tem a obrigação de comprar CV de acordo com 0,78 x (€180/MWh - "P-1" (preço médio de mercado ano anterior)); Activos online desde 2013 adjudicados com um contrato de 20 anos através de leilões competitivos.

Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	444	417	6%	+27
OPEX (1)	117	120	-3%	-4
Outros custos operacionais (líquidos)	63	63	0%	+0
Custos Operacionais Líquidos	179	183	-2%	-4
EBITDA	265	234	13%	+31
Provisões	0,9	1,5	-42%	-1
Amortizações e imparidades	82	82	-0%	-0
EBIT	182	150	21%	+31

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

O EBITDA das redes reguladas cresceu 13% (+€30M) em termos homólogos, para €265M no 1T17, reflectindo uma maior margem bruta e redução de custos operacionais.

A **margem bruta** aumentou 6% (+€27M vs. 1T16) no 1T17, reflexo de: (i) em Espanha, maiores proveitos na distribuição de electricidade resultado da nova base de remuneração (aplicável desde Jun-16) assim como a expansão do portfolio de gás com a aquisição de activos à Repsol; (ii) em Portugal, registou-se um aumento de proveitos permitidos na distribuição de electricidade, reflexo de um aumento na taxa de retorno sobre o RAB (de 6,38% no 1T16 para 6,82% no 1T17, em linha com a subida das yields a 10 anos das OTs portuguesas).

Os **custos controláveis** recuaram 3% no período (-€4M), em virtude de uma redução em custos por Km de rede assim como no número de colaboradores (-2%). O **investimento operacional** ascendeu a €73M no 1T17, incluindo investimento de €8M em redes inteligentes, em Portugal.

Capex & Opex Performance	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	111	115	-3%	-4
Custos control./cliente (€/pontos ligação)	16	17	-4%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	430	446	-4%	-16
Empregados (#)	3.695	3.775	-2%	-80
Investimento Operacional (€ M)	73	65	12%	+8
Rede de Distribuição (Km)	259	258	0,6%	+2

Em Portugal, a **dívida acumulada do sistema eléctrico diminuiu €55M no 1T17**, de €5,1MM em Dez-16 para €5,0MM a Mar-17, beneficiando de um menor sobrecusto do regime especial e de um preço médio da pool mais elevado.

Em 15-Dez-16, a ERSE divulgou a **o documento final de tarifas para 2017**, segundo o qual a dívida tarifária do sistema eléctrico português deverá diminuir €547M em 2017. Adicionalmente, a revisão tarifária para 2017 inclui o impacto da aplicação da Portaria n.º 268-B/2016, de 13-Out-16, 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 no passado, num total estimado de €140M.

Activos/Passivos Regulatórios (€ M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
-------------------------------------	------	------	-----	--------

Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	769	2.490	-69%	-1.721
--	------------	--------------	-------------	---------------

Os **activos regulatórios na P. Ibérica da EDP** diminuíram €1,8MM (-69%) face ao período homólogo, de €2,5MM em Mar-16 para €769M em Mar-17, suportados por Portugal.

Portugal - Comercializador de Ultimo Recurso + Distribuição + Gás				
---	--	--	--	--

Início do período	744	2.021	-63%	-1.277
Recuperações no período (3)	(683)	(239)	-186%	-444
Gerado no período	386	392	-2%	-7
Outros (4)	-2	17	-	-19
Fim do período	445	2.191	-80%	-1.746

Em Portugal, o montante de activos regulatórios da actividade de electricidade (distribuição e CUR) e distribuição de gás caiu de €744M em Dez-16 para €445M em Mar-17, reflexo de: **(1)** -€574M pela venda sem recurso do direito sobre défices tarifários de 2015-17; **(2)** +€331M de défice tarifário ex-ante para 2017, a recuperar em 5 anos e até 2021, remunerado a uma taxa anual de 1,88%; **(3)** -€108M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; **(4)** +€61M de novos desvios tarifários criados no sistema no 1T17; e **(5)** -€8M de impacto líquido na distribuição de gás. Principais factores geradores do desvio tarifário na electricidade em Portugal no 1T17: (i) diminuição nas receitas reflexo de medidas mitigadoras; (ii) custo médio de aquisição de electricidade na CUR superior ao esperado. É importante referir, que o sobrecusto do da produção em regime especial ficou aquém do pressuposto da ERSE, apesar dos 14% de excesso de produção em relação às previsões da ERSE para o 1T17.

Portugal - CMEC's				
-------------------	--	--	--	--

Início do período	253	216	17%	+37
(Recuperado)/Devolvido no Período	(51)	(47)	-7%	-3
Gerado no período	55	61	-9%	-6
Outros	-0	-	n.m.	-0
Fim do período	257	229	12%	+28

O **montante de recebimentos futuros dos CMEC** aumentou de €253M em Dez-16 para €257M em Mar-17, reflexo de: **(1)** recuperação de €51M através das tarifas no 1T17, relacionado com desvios negativos de 2015 e 2016, e **(2)** €55M de desvio negativo no 1T17, que deverá ser recebido ao longo de 2017.

Espanha - Déficit Tarifário				
-----------------------------	--	--	--	--

Início do período	68	70	-3%	-2
Défices tarifários anos anteriores (5)	-	-	-	-
Gerado no período	-	-	-	-
Outros (4)	-1	-	-	-1
Fim do período	67	70	-4%	-3

O **montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha** ascendeu a €67M em Mar-17, correspondente à participação da Naturgas no défice tarifário de gás em Espanha.

(1) OPEX = FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais; (2) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal; (3) 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; (4) Inclui juros relativos a desvios e outros;

(5) Recuperação/pagamento de défices tarifários de períodos anteriores.

Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	317	312	2%	+5
OPEX (1)	90	92	-2%	-2
Rendas de concessão	64	63	1%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	(3)	(2)	-69%	-1
Custos Operacionais Líquidos	151	153	-2%	-3
EBITDA	166	159	5%	+7
Provisões	0,9	1,5	-42%	-1
Amortizações e imparidades	60	60	0%	+0
EBIT	106	98	8%	+8

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal cresceu 5% vs. 1T16, para €166M no 1T17, reflectindo o impacto de um apertado controlo de custos e uma margem bruta estável suportada por: (i) um acréscimo de €5M de proveitos na distribuição, beneficiando de um aumento de 44pb na taxa de retorno sobre a base de activos regulados (RoRAB) assim como a evolução da actividade (procura e pontos de ligação à rede), compensado no entanto pela: (ii) contração da actividade de comercialização de último recurso (CUR) resultante da passagem de clientes para o mercado livre.

Em 15-Dez-16, a ERSE divulgou a **versão final das tarifas para 2017**, definindo um aumento médio de 1,2% nas tarifas de venda a clientes finais em Baixa Tensão Normal (BTN), aplicável aos clientes do mercado regulado (fora da tarifa social). Os proveitos permitidos ascendem a €1.199M para a actividade de distribuição de electricidade e €39M para a comercialização de último recurso. Os proveitos permitidos propostos para a actividade de distribuição de electricidade assumem: (i) taxa de retorno sobre a base de activos regulados de 6,48% (com base numa yield das OTs a 10 anos de 2,93%); (ii) uma procura de electricidade de 45,2TWh em 2017 (1,35% acima da electricidade distribuída em 2016); e (iii) um deflator do PIB de 1,5%.

Margem Bruta	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	317	312	2%	+5
Margem bruta regulada	316	311	1%	+5
Margem bruta não-regulada	1	1	24%	+0
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	305	299	2%	+6
Electricidade distribuída (GWh)	11.585	11.655	-0,6%	-70
Pontos de ligação à rede (mil)	6.148	6.110	0,6%	+38
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	10	12	-12%	-1
Clientes fornecidos (mil)	1.336	1.628	-18%	-291
Electricidade vendida (GWh)	928	1.363	-32%	-435

Os **proveitos regulados na actividade de distribuição no 1T17** aumentaram 2% vs. 1T16 (+€6M) para €305M, reflexo de um aumento de 44pb face ao 1T16 no RoRAB, de 6,38% no 1T16 para 6,82% no 1T17, resultado da evolução das yields das OTs portuguesas a 10 anos e da evolução da actividade (procura e número de clientes). A **electricidade distribuída** diminuiu 0,6% no 1T17 (com um aumento de 0,6% vs. 1T16 nos pontos de ligação à rede).

Os **proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU)** caíram 12% (-€1M) em termos homólogos, para €10M no 1T17, influenciados pela 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-Jan-13). O **volume de energia fornecida** pelo CUR recuou 32% vs. 1T16, para 928GWh no 1T17. O número **total de clientes fornecidos** diminuiu em 291 mil (-18%) no período, para 1.336 mil em Mar-17 (representando cerca de 22% do número total de clientes de electricidade), concentrando-se sobretudo no segmento residencial.

Os **custos operacionais controláveis** no 1T17 caíram 2% face ao 1T16 (-€2M), suportados por uma redução de serviços ao cliente e por uma redução de 3% número de colaboradores.

Investimento & Custos Operac.	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	86	87	-2%	-2
Custos control./cliente (€/cliente)	13,9	14,3	-3%	-0
Custos control./km de rede (€/km)	379	388	-2%	-9
Empregados (#)	3.144	3.250	-3%	-106
Investimento Operacional (€ M)	58	51	12%	+6
Rede de distribuição (Km)	226	225	0%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	13	13	0%	+0

O **investimento operacional** aumentou 12% face ao período homólogo para €58M no 1T17, incluindo €8M de investimento em redes inteligentes. No 1T17, o tempo de interrupção equivalente manteve-se estável em 13 minutos face ao período homólogo.

(1) OPEX = FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais; (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	1T17	1T16	% Δ	Abs. Δ
	1T17	1T16	% Δ	Abs. Δ	1T17	1T16	% Δ	Abs. Δ	1T17	1T16	% Δ	Abs. Δ					
Margem Bruta	55	41	32%	13	58	47	22%	10	15	16	-10%	-2	Nº Pontos Ligação (mil)				
OPEX (1)	14	15	-9%	-1	9	9	4%	0	3	4	-16%	-1	Electricidade Espanha	662	660	0%	+3
Outros custos operac. (líq.)	0	1	-22%	-0	1	1	n.m.	1	0	0	-	0	Gás Espanha	1.011	920	10%	+92
Custos Operac. Líquidos	14	16	-9%	-1	11	10	12%	1	4	4	-15%	-1	Gás Portugal	345	332	4%	+13
EBITDA	40	26	57%	15	47	38	25%	9	11	12	-9%	-1	Energia Distribuída (GWh)				
Provisões	-	-	-	0	-	-	n.m.	0	-	-	n.m.	0	Electricidade Espanha	2.350	2.363	-1%	-13
Amortizações e imparidades	10	9	16%	1	12	10	21%	2	(0)	4	-	-4	Gás Espanha	8.961	7.539	19%	1,4k
EBIT	30	17	79%	13	35	28	26%	7	11	8	36%	3	Gás Portugal	2.079	2.027	3%	+52
Investimento operacional	6	6	11%	1	5	5	3%	0	4	3	30%	1	Rede (Km)				
Margem Bruta	55	41	32%	13	58	47	22%	10	15	16	-10%	-2	Electricidade Espanha	20.528	20.407	1%	+120
Margem Bruta Regulada	46	39	18%	7	47	41	15%	6	14	16	-10%	-2	Gás Espanha	8.117	7.719	5%	+398
Margem bruta não-regulada	9	3	240%	6	10	6	74%	4	1	1	-12%	-0	Gás Portugal	5.123	4.888	5%	+235
													Empregados (#)				
													Electricidade Espanha	302	294	3%	+8
													Gás Espanha	183	166	10%	+17
													Gás Portugal	66	65	2%	+1

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O **EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha** aumentou €15M (+57%) face ao 1T16, para €40M no 1T17, 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, diminuiu 0,6% vs. 1T16, para 2,4TWh no 1T17.

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.

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

Em Dez-16, a EDP integrou no seu portfolio os activos de distribuição de gás propano liquefeito (GPL) localizados nas principais regiões de actividade da Naturgas (País Basco, Astúrias e Cantábria), comprados à Repsol por um “enterprise value” de €116M. Como resultado, foram incluídos 82 mil pontos de distribuição GPL no portfolio da EDP (expansão de 9%). Estes activos representam um contributo anual expectável para o EBITDA de €13M.

No 1T17, o **EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha** ascendeu a €47M (+25% vs. 1T16), reflexo de um maior consumo no período. O **volume de gás distribuído** cresceu 19% face ao 1T16, para 9,0TWh no 1T17, reflectindo temperaturas mais frias no período.

Em Abr-17, a EDP assinou um acordo definitivo para a venda de 100% da sua actividade de distribuição de Gás em Espanha (Naturgas Energía Distribución) por um *Enterprise Value* de €2.591M.

ACTIVIDADES DE GÁS REGULADAS EM PORTUGAL

O **EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal** diminuiu €1m vs. 1T16, para €11M no 1T17, reflectindo uma taxa de retorno sobre o RAB de 6,2% no 1T17. O **volume de gás distribuído** aumentou 3% vs. 1T16, para 2,1TWh no 1T17, em linha com a expansão do portefólio de clientes.

Em Apr-17, a EDP anunciou a venda dos seus activos de gás em Portugal (Portgas) por um *Enterprise Value* de €532M.

A conclusão das transacções está sujeita às habituais aprovações regulatórias e estima-se que ocorra no final do 2º trimestre ou início do 3º trimestre de 2017.

Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)			
	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	877	760	15%	+117
OPEX (1)	265	251	6%	+14
Outros custos operacionais (líquidos)	62	(305)	-	+367
Custos Operacionais Líquidos	327	(54)	-	+382
EBITDA	550	814	-32%	-264
Provisões	10	7	38%	+3
Amortizações e imparidades	142	136	4%	+6
EBIT	397	670	-41%	-273
Resultados financeiros	(147)	(191)	23%	+44
Resultados em associadas	(4)	(8)	58%	+5
Resultados Antes de Impostos	246	471	-48%	-225

Consolidado (€ M)				
	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	262	177	48%	+85
OPEX (1)	79	58	36%	+21
Outros custos operacionais (líquidos)	19	(67)	-	+85
Custos Operacionais Líquidos	98	(8)	-	+106
EBITDA	164	185	-11%	-21
Provisões	3	2	77%	+1
Amortizações e imparidades	43	32	34%	+11
EBIT	119	151	-22%	-33
Resultados financeiros	(44)	(44)	-1%	+0
Resultados em associadas	(1)	(2)	-46%	+1
Resultados Antes de Impostos	74	105	-30%	-32

Energias do Brasil	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	13,95	12,04	16%	+1,91
Total de acções (milhões)	606,9	476,4	-	-
Acções próprias (milhões)	0,8	0,8	-	-
Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	310,8	243,0	-	-
Euro/Real - Taxa de fim do período	3,38	4,12	22%	-0,74
Euro/Real - Taxa média do período	3,35	4,30	29%	-0,96
Tx de inflação (IPCA)	4,6%	9,4%	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,7	1,3	-	+0,4
Custo Médio da Dívida (%)	13,7	11,0	-	2,7p.p.
Taxa de Juro Média (CDI)	12,7	13,7	-	-1,0p.p.
Empregados (#)	2.895	2.914	-1%	-19

Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Invest. Financeiros, activos para venda	1.213	984	23%	+229
Dívida líquida	3.544	4.498	-21%	-954
Recebimentos futuros da act. Regulada	(392)	318	-	-710
Interesses não controláveis	1.469	1.698	-13%	-229
Valor contabilístico dos C. Próprios	7.709	6.161	25%	+1549

Investimento	(R\$ M)			
	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	166	97	71%	+69
Investimento Financeiro no período	35	139	-75%	-104

(€ M)				
	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	49	21	135%	+28
Investimento Financeiro no período	10	32	-68%	-22

Resultados Financeiros (R\$ M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(132)	(144)	9%	+12
Custos capitalizados	2	0	453%	+2
Diferenças Cambiais e Derivados	2	(61)	-	+63
Outros	(19)	14	-	-33
Resultados Financeiros	(147)	(191)	23%	+44

Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil ('EDPB') diminuiu 32% no período (-R\$264M) para R\$550M no 1T17, impactado pelo ganho de R\$278M com a aquisição da central mini-hídrica do Pantanal no 1T16, reconhecido ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. **Ajustado por este efeito não-recorrente**, o EBITDA teria crescido 3% vs. 1T16 (+R\$14M). O EBITDA da geração e comercialização diminuiu R\$64M para R\$357M, reflectindo, para Pecém, o registo de um ganho com o recebimento de um seguro no 1T16 (R\$82M) e o impacto negativo de PLD mais alto em termos homólogos; na geração hídrica o impacto ligeiramente positivo do GSF/energia secundária de 109% no 1T17 (vs. 88% no 1T16); e na comercialização o impacto positivo de maiores volumes e margem (+R\$26M). O EBITDA da distribuição aumentou R\$78M para R\$216M no 1T17, impactado pelo crescimento da margem bruta regulada (+R\$20M vs. 1T16); menor impacto negativo da sobrecontratação da EDP São Paulo (R\$13M vs. 1T16); e maior procura (+R\$13M vs. 1T16). A performance do EBITDA em Euros foi positivamente impactada pela valorização de 29% do BRL face ao EUR (impacto de +€36M).

Os custos operacionais líquidos aumentaram R\$382M face ao 1T16 devido ao reconhecimento do mencionado ganho de capital ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. Ao nível do Opex, os custos subiram 6%, 1% acima da inflação média do homóloga do 1T17 (inflação IPCA homóloga ficou nos 4.6% a Mar-16 e nos 4.9% no 1T17). Os custos com pessoal subiram 5% vs. 1T16 e os fornecimentos e serviços externos aumentaram 6% vs. 1T16.

A dívida líquida diminuiu R\$1MM vs. Mar-16, 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), bem como no pagamento antecipado em Dez-16 de R\$923M relativos à dívida de Pecém, permitindo uma poupança de 200pp vs. custo marginal de refinanciamento. Os custos financeiros líquidos diminuiram 23% face ao 1T16 para R\$147M no 1T17, reflectindo as operações de gestão de dívida acima mencionadas. Note-se que a taxa de juro de mercado - CDI - tem vindo a diminuir (12,7% a Mar-17 vs. 14,0% a Dez-16).

Os resultados em associadas totalizaram -R\$4M em 1T17, reflectindo a contribuição negativa de Cachoeira-Caldeirão (-R\$4M em 1T17), que iniciou a produção em 2016, mas também de São Manoel (-R\$1M), impactos parcialmente mitigados pela central hídrica de Jari (+R\$1M no 1T17).

A Mar-17, os reservatórios hídricos nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste ("SE-CO") situavam-se nos ~41% do seu nível máximo (vs. 58% a Mar-1). A energia secundária/GSF ficou nos 108.5% no 1T17, já que muitos produtores adiaram os volumes "a entregar" para os trimestres subsequentes, através das suas estratégias de sazonalização. No entanto, o nível hídrico dos reservatórios está abaixo do esperado e espera-se um significativo défice hídrico em 2017. Verificou-se alguma recuperação da procura (+2,8% vs. 1T16).

(1) OPEX = Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais;

Brasil: Distribuição de Electricidade

DR Operacional (R\$ M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	460	329	40%	+130
OPEX (1)	182	167	9%	+14
Outros custos operac. (Líqu.)	62	24	154%	+38
Custos Operacionais Líquidos (1)	244	192	27%	+52
EBITDA	216	137	57%	+78
Provisões	9	7	30%	+2
Amortizações e imparidades	48	47	2%	+1
EBIT	159	84	90%	+75

O EBITDA da distribuição subiu R\$78M vs. 1T16 para R\$216M em 1T17, devido a: (i) impacto positivo das revisões tarifárias de 2016 com impacto na margem regulada (+R\$20M); (ii) o menor impacto negativo da sobre-contratação na EDP São Paulo (-R\$4M no 1T17 vs. -R\$17M no 1T16); (iii) melhoria da procura (+R\$13M no 1T17 face ao 1T16); (iv) registo no 1T17 de alguns ajustamentos positivos relativos ao ano anterior.

A margem bruta aumentou 40% vs. 1T16 para R\$460M no 1T17, reflexo dos efeitos acima mencionados. De notar o impacto da sobre-contratação da EDP São Paulo (-R\$4M no 1T17), 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 1T17 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.

Margem Bruta	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	460	329	40%	+130
Receitas reguladas	429	409	5%	+20
Outros	30	(80)	-	+110

A energia distribuída aumentou ligeiramente no 1T17 (+0,2% vs. 1T16), menos que o aumento no número de clientes no mesmo período (+2%). No entanto, o volume de energia vendida desceu 10% no período, traduzindo uma redução de 35% da procura no segmento industrial. Ao mesmo tempo, o volume de energia distribuída aos clientes industriais no mercado livre subiu 17% vs. 1T16 para 2,7TWh no 1T17, reflectindo a migração de clientes com tarifas inteiramente reguladas para o mercado liberalizado.

Receb. Futuros da Act. Regulada (R\$ M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Início do período	(392)	602	-	-993
Desvios períodos anteriores	98	(186)	-	+284
Desvio do ano (2)	(99)	(231)	-57%	+132
CDE/Conta ACR (3)	-	-	-	-
Final do período	(392)	318	-	-710

A trajectória de redução de perdas não-técnicas, observada nos últimos trimestres, manteve-se, apesar da situação económica. As perdas não-técnicas na baixa tensão decresceram para ambas as DisCos: EDP Espírito Santo ficou em 13,1% (-0,4pp vs. 4T16) e a EDP São Paulo em 9,6% (-0,4 pp vs. 4T16). As provisões para cobrança duvidosa mantiveram alguma resistência no 1T17, cifrando-se em R\$29M (-R\$3M vs. 1T16), devido à crise económica e aos aumentos tarifários no passado recente. A EDPB tem mitigado a situação aumentando a proximidade com os clientes.

Cientes Ligados (Milhares)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Cientes Ligados (Milhares)	3.337	3.262	2%	+76
EDP São Paulo	1.815	1.774	2%	+41
EDP Espírito Santo	1.522	1.487	2%	+34

A Mar-17, os recebimentos futuros da actividade regulada são negativos (de facto, pagamentos futuros) e totalizaram -R\$392M (estável vs. Dez-16). No 1T17, foi criado um desvio tarifário positivo de R\$99M, essencialmente relacionado com custos de energia inferiores aos incorporados nas tarifas. Adicionalmente, foram devolvidos ao sistema R\$99M relativos a desvios de anos anteriores. Assim, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro ficou estável nos R\$392M vs. Dez-16, a devolver ao sistema nos próximos anos. As revisões tarifárias da EDP Espírito Santo em Ago-16 (+3% revisão tarifária) e da EDP São Paulo (-24% revisão tarifária) já têm em conta os ativos regulatórios negativos a serem recuperados pelo sistema. Note-se que o WACC 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 EDP São Paulo em Out-15 e com a EDP Espírito Santo a Ago-16.

Electricidade Distribuída (GWh)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Electricidade Distribuída (GWh)	6.268	6.256	0%	+13
EDP São Paulo	3.649	3.600	1%	+50
EDP Espírito Santo	2.619	2.656	-1%	-37
Dos quais:				
Cientes Mercado Livre (GWh)	2.703	2.319	17%	+384

Electricidade Vendida (GWh)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Electricidade Vendida (GWh)	3.562	3.938	-10%	-376
EDP São Paulo	1.965	2.211	-11%	-246
Residencial, comercial e outros	1.648	1.731	-5%	-83
Industrial	317	480	-34%	-163
EDP Espírito Santo	1.596	1.726	-8%	-130
Residencial, comercial e outros	1.434	1.473	-3%	-39
Industrial	162	253	-36%	-91

Os custos operacionais controláveis subiram 9% no período, para R\$182M em 1T17, devido a um aumento dos fornecimentos e serviços externos, reflexo de maiores despesas com O&M, TI e serviços ao cliente, parcialmente mitigado pelos custos com o pessoal. Os outros custos operacionais aumentaram R\$38M vs. 1T16, o que resultou de um ganho de +R\$30M no 1T16, devido à actualização do valor terminal de ativos das concessões, incluído na margem bruta de 1T17, agora registado ao nível da margem bruta (R\$5M no 1T17). O investimento operacional subiu R\$71M vs. 1T16 para R\$141M no 1T17, resultado de um investimento nas actividades de serviço ao cliente e de um reforço na qualidade do serviço na rede.

Investimento e Custos Operac.	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	182	167	9%	+14
Custos control./cliente (R\$/cliente)	54	51	6%	+3
Custos control./km rede (R\$/km)	2	2	7%	+0
Empregados (#)	2.143	2.167	-1%	-24
Invest. Operacional (R\$M)	141	70	102%	+71
Rede de Distribuição ('000 Km)	92	91	1%	+1

(1) OPEX = Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais; (2) Líqº dos impactos do aumento tarifário extraordinário e das bandeiras tarifárias;

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

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	383	424	-10%	-41
OPEX (1)	51	54	-5%	-3
Outros custos operacionais (líquidos)	(1)	(54)	-	+52
Custos Operacionais Líquidos	50	0	-	+50
EBITDA	333	423	-21%	-90
Provisões	0	0	219%	+0
Amortizações e imparidades	90	85	5%	+4
EBIT	243	338	-28%	-95

Dados Chave	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	383	424	-10%	-41
Hídrica	259	260	-1%	-1
Receitas contratadas (CAE) e Outros	243	253	-4%	-11
Impacto GSF (líq ^o de coberturas)	16	7	133%	+9
Térmica	124	164	-24%	-39
Receitas contratadas (CAE)	200	183	9%	+17
Outros	(76)	(20)	-285%	-56
Capacidade Instalada (MW)	2.466	2.466	0%	+0
Hídrica	1.746	1.745	0%	+0
Térmica	720	720	-	-
Capacidade Instalada (MW Equity)	296	187	59%	+110
Electricidade Vendida (GWh)	3.107	3.497	-11%	-390
Contratada (CAE)	2.722	2.986	-9%	-264
Hídrica	1.731	1.976	-12%	-246
Térmica	991	1.009	-2%	-18
Outra	385	511	-25%	-126
P. Méd de Venda Híd (R\$/MWh) (2)	175	160	9%	+15
Investimento Operacional (R\$ M)	20	20	0%	+0
Investimento Financeiro (R\$ M)	35	139	-75%	-104
Empregados (#)	531	278	91%	+253

Detalhe do EBITDA (R\$ M)	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Pecém	96	201	-52%	-104
Lajeado (73% detidos pela EDPB)	108	93	15%	+14
Peixe Angical (60% detidos pela EDPB)	65	70	-7%	-5
Outros (100%)	64	59	8%	+5
EBITDA	333	423	-21%	-90

Comercialização	1T17	1T16	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	33	6	412%	+26
Custos operacionais líquidos (R\$ M)	9	9	-1%	-0
EBITDA (R\$ M)	24	(3)	-	+26
Vendas electricidade (GWh)	3.131	2.556	23%	+575

O EBITDA da actividade de produção no Brasil decresceu 21% vs. 1T16 (-R\$90M no 1T17) para R\$333M no 1T17, reflectindo (i) menor EBITDA na central a carvão de Pecém (-R\$104M vs. 1T16), sobretudo devido ao recebimento no 1T16 de uma indemnização de um seguro (R\$82M), mas também devido a maiores preços spot no 1T17 vs. 1T16, os quais foram parcialmente mitigados por (ii) EBITDA ligeiramente maior nas centrais hídricas, beneficiando de GSF/energia secundária de 108,5% no 1T17, apesar de que 2017 deve ainda registar um significativo défice hídrico, particularmente considerando maiores preços spot esperados (PLD).

A margem bruta hídrica ficou praticamente estável no 1T17 (R\$259M), devido sobretudo ao referido impacto do GSF/energia secundária (109% vs. 88% no 1T16). No 1T17, o impacto combinado do GSF, volume deixado descontratado para hedge e seguro hídrico (para GSF<92%) representou um ganho de R\$16M face a R\$7M no 1T16. Neste contexto, o **preço médio dos volumes hídricos** vendidos, que atingiu R\$175/MWh no 1T17, foi 9% superior ao 1T16 (os preços dos CAE são actualizados à inflação). O **volume de geração hídrica vendido** caiu 12% face a 1T16 sobretudo suportado por (i) venda da central mini-hídrica do Pantanal em Jan-16; e (ii) fim de alguns CAE na central hídrica de Peixe Angical em Jan-16; e (iii) uma estratégia de sazonalização definida em Dez-16 que alocou menores volumes ao 1T17 (vs. 1T16), de resto como fizeram a maioria dos produtores no mercado. Note-se que desde então as expectativas para o PLD nos trimestres subsequentes subiram (PLD média no 1T17 foi de R\$155/MWh vs. R\$35/MWh no 1T16, e presentemente a R\$331/MWh).

A margem bruta de Pecém foi de R\$124M no 1T17, dos quais R\$200M resultam de receitas com o CAE da central. A disponibilidade foi de 94% no 1T17 vs. 90% no 1T16, embora o EBITDA no 1T17 foi negativamente impactado por (i) maior PLD vs. 1T16, levando a maiores custos com compras de electricidade; e (ii) reforço da provisão para penalidades por indisponibilidade passada, fruto de expectativas de maior PLD no futuro). É de notar que o EBITDA de Pecém foi positivamente impactado no 1T16 (R\$82M) pela recuperação de um seguro relacionado com a paragem de um dos grupos da central em 2014. De notar ainda que o impacto de R\$31M registado no 4T17 relativo a uma provisão relativa a despesa com o objetivo de manter em operação a usina, devido à falta de chuva no estado do Ceará foi revisto e a provisão diminuída em R\$17M. Agregadamente, se excluindo os impactos do referido seguro no 1T16 e a reversão da provisão para utilização de água no 1T17, o EBITDA teria caído R\$39M vs. 1T16, chegando a R\$79M.

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) e Cachoeira Caldeirão (219MW, em funcionamento total desde Ago-16), ambos em parceria com a CTG. No 1T17, Jari contribuiu com um resultado líquido de R\$1M (+R\$8M vs. 1T16), reflectindo o impacto do ajuste à inflação nos preços dos CAE. Cachoeira-Caldeirão, com CAE a partir de Jan-17, contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$4M (@50%), fruto de maiores custos financeiros, em função do início da vida útil do projecto. São Manoel, um projecto de 700MW (detido em 33,3% pela EDPB em parceria a CTG e Furnas), contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$1M.

O **investimento operacional** ficou estável no período em R\$20M no 1T17 devido a manutenções em Pecém. De notar que o investimento no projecto hídrico de São Manoel foi classificado como 'investimentos financeiros' (consolidação por equivalência patrimonial); no 1T17, os **investimentos financeiros** totalizaram R\$35M, maioritariamente alocados aos trabalhos de construção de São Manoel. São Manoel está em construção (85% concluído), com CAE a partir de Maio-18.

A margem bruta da comercialização de electricidade aumentou 412% no período (+R\$26M) para R\$33M no 1T17, reflectindo maiores margens e volumes.



Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1T17 (€ M)	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	2.192	1.576	467	731	(734)	4.233
Margem Bruta	359	444	460	262	(2)	1.523
Fornecimentos e serviços externos	69	81	76	44	(44)	227
Custos com pessoal e benefícios sociais	39	35	24	35	38	171
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	49	63	(13)	19	(4)	114
Custos Operacionais	158	179	87	98	(10)	512
EBITDA	201	265	373	164	8	1.011
Provisões	(0)	1	0	3	0	4
Amortizações e imparidades (1)	92	82	131	43	12	359
EBIT	109	182	242	119	(4)	648

1T16 (€ M)	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	2.292	1.533	459	493	(991)	3.787
Margem Bruta	511	417	452	177	(10)	1.547
Fornecimentos e serviços externos	66	84	69	32	(45)	205
Custos com pessoal e benefícios sociais	32	36	24	26	43	161
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	74	63	(19)	(67)	(1)	51
Custos Operacionais	172	183	73	(8)	(3)	417
EBITDA	339	234	379	185	(7)	1.130
Provisões	(0)	1	-	2	0	3
Amortizações e imparidades (1)	91	82	147	32	13	366
EBIT	247	150	232	151	(21)	760

Demonstração de Resultados por Trimestre

Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T16	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17	4T17	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	3.787	3.361	3.437	4.011	4.233				12%	6%
Custo com vendas de energia e outros	(2.240)	(1.938)	(2.143)	(2.536)	(2.710)				-21%	-7%
Margem Bruta	1.547	1.423	1.294	1.475	1.523				-2%	3%
Fornecimentos e serviços externos	205	230	239	273	227				10%	-17%
Custos com pessoal e benefícios sociais	161	162	163	174	171				6%	-1%
Outros custos operacionais (líquidos)	51	93	66	161	114				124%	-29%
Custos Operacionais	417	486	468	608	512				23%	-16%
EBITDA	1.130	937	826	867	1.011				-11%	17%
Provisões	3	(8)	(10)	(0)	4				24%	-
Amortizações e imparidades do exercício (1)	366	378	371	395	359				-2%	-9%
EBIT	760	567	465	472	648				-15%	37%
Resultados financeiros	(180)	(228)	(227)	(257)	(197)				-9%	23%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	(8)	3	2	(19)	(1)				92%	97%
Resultado antes de impostos e CESE	573	342	240	196	450				-21%	130%
IRC e Impostos diferidos	152	91	57	(211)	66				-57%	-
Contribuição Extraordinária para o sector energetico	59	-	2	1	70				18%	n.m.
Resultado líquido do período	362	251	181	406	315				-13%	-22%
Accionistas da EDP	263	209	143	346	215				-18%	-38%
Interesses não controláveis	100	42	38	60	100				0%	65%

(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)							
	1T17	1T16	Δ MW	Δ %	1T17	1T16	Δ GWh	Δ %	1T16	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17	4T17
Pen. Ibérica (Ex-Eólico & Solar)	13.417	12.676	741	6%	9.241	10.632	-1.391	-13%	10.632	8.989	8.255	8.783	9.241			
Hídrico	6.913	6.171	741	12%	2.948	6.394	-3.446	-54%	6.394	5.615	1.995	2.138	2.948			
Portugal	6.486	5.745			2.773	5.934			5.934	5.313	1.918	2.046	2.773			
Actividade Bombagem	3.823	3.082			1.512	3.080			3.080	2.851	1.002	1.099	1.512			
Fio de água	2.537	1.751			-550	-464			-464	-321	-256	-397	-550			
Albufeira	2.435	2.479			1.364	3.122			3.122	3.012	929	1.098	1.364			
CAE/CMEC	4.052	3.266	785	24%	1.409	2.811	-1.402	-50%	2.811	2.301	989	948	1.409			
Produção liberalizada	2.663	2.663	0	0%	1.261	2.854	-1.593	-56%	2.854	2.462	916	947	1.261			
Espanha	426	426	0	0%	175	460	-285	-62%	460	301	77	92	175			
CCGT	3.736	3.736	0	0%	1.713	465	1.248	268%	465	552	1.909	2.316	1.713			
Portugal	2.039	2.039	0	0%	1.105	232	873	377%	232	381	1.404	1.586	1.105			
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			473	168			168	314	466	700	473			
Lares (2 grupos)	863	863			631	63			63	67	938	886	631			
Espanha	1.698	1.698	0	0%	608	234	375	160%	234	171	505	730	608			
Castejón (2 grupos)	843	843			389	135			135	161	503	488	389			
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			219	99			99	9	2	242	219			
Carvão	2.404	2.404	0	0%	4.053	3.106	947	30%	3.106	2.299	3.916	3.910	4.053			
Portugal - Sines (4 grupos)	1.180	1.180	0	0%	2.192	1.773	419	24%	1.773	1.530	2.505	2.274	2.192			
Espanha	1.224	1.224	0	0%	1.860	1.333	528	40%	1.333	769	1.411	1.637	1.860			
Aboño I	342	342			508	309			309	452	561	667	508			
Aboño II	536	536			1.006	854			854	194	547	480	1.006			
Soto Ribera III	346	346			346	170			170	123	303	490	346			
Nuclear - Trillo (15,5%)	156	156	0	0%	333	330	3	1%	330	230	338	341	333			
Outras	209	209	0	0%	193	337	-143	-43%	337	293	96	79	193			
Portugal	184	184	0	0%	163	311	-148	-47%	311	262	65	67	163			
Mini-Hídricas	159	159			148	259			259	214	27	50	148			
Cogeração	24	24			15	52			52	48	39	17	24			
Espanha - Cog. & Resíduos	25	25	0	0%	30	26	5	18%	26	31	31	12	30			
Eólico	9.969	9.269	700	8%	7.690	7.508	182	2%	7.508	5.733	4.695	6.397	7.690			
Pen. Ibérica	3.443	3.439	4	0%	2.318	2.696	-378	-14%	2.696	1.933	1.667	1.674	2.318			
Portugal	1.249	1.245			876	1.038			1.038	711	564	730	876			
Espanha	2.194	2.194			1.442	1.658			1.658	1.221	1.102	945	1.442			
América do Norte	4.831	4.203	628	15%	4.175	3.680	495	13%	3.680	3.033	2.262	3.532	4.175			
EUA	4.601	4.173			4.059	3.657			3.657	3.018	2.249	3.510	4.059			
Canadá	30	30			22	23			23	16	14	23	22			
México	200	0			93	0			0	0	0	0	93			
Resto da Europa	1.491	1.423	68	5%	1.050	1.078	-27	-3%	1.078	616	532	964	1.050			
Brasil	204	204	0	0%	147	54	93	170%	54	151	234	226	147			
Solar	85	82	3	3%	28	27	2	6%	27	46	44	22	28			
Brasil (Ex-Eólico)	2.466	2.466	0	0%	2.262	2.805	-543	-19%	2.805	2.045	1.879	2.151	2.262			
Hídrico	1.746	1.745	0	0%	1.270	1.666	-396	-24%	1.666	844	878	1.059	1.270			
Lajeado	903	903			618	903			903	399	394	412	618			
Peixe Angical	499	499			410	580			580	327	400	353	410			
Energest	345	344			242	183			183	119	84	294	242			
Carvão (Pecém I)	720	720	0	0%	991	1.138	-147	-13%	1.138	1.201	1.001	1.092	991			
TOTAL	25.937	24.493	1.444	6%	19.221	20.972	-1.751	-8%	20.972	16.813	14.873	17.353	19.221			

(1) Capacidade Instalada que contribuiu para proveitos operacionais do período.

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE

Electricidade Distribuída (GWh)	1T17	1T16	Δ GWh	Δ %
Portugal	11.585	11.655	-70	-0,6%
Muito Alta Tensão	550	514	36	7,0%
Alta / Média Tensão	5.252	5.157	95	1,8%
Baixa Tensão	5.783	5.984	-201	-3,4%
Espanha	2.350	2.363	-13	-0,6%
Alta / Média Tensão	1.744	1.727	17	1,0%
Baixa Tensão	606	636	-30	-4,7%
Brasil	6.268	6.256	13	0,2%
Clientes Livres	2.574	2.153	421	19,6%
Industrial	480	734	-254	-34,6%
Residencial, Comercial & Outros	3.214	3.369	-154	-4,6%
TOTAL	20.203	20.273	-70	-0,3%

Clientes Ligados (mil)	1T17	1T16	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.148	6.110	37,9	0,6%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	25	24	0,4	1,6%
Baixa Tensão Especial	35	35	0,6	1,8%
Baixa Tensão	6.088	6.051	36,9	0,6%
Espanha	662	660	2,6	0,4%
Alta / Média Tensão	1,2	1,1	0,0	1,8%
Baixa Tensão	661	659	2,5	0,4%
Brasil	3.337	3.262	75,6	2,3%
Bandeirante	1.815	1.774	41,2	2,3%
Escelsa	1.522	1.487	34,4	2,3%
TOTAL	10.147	10.031	116,1	1,2%

Redes	1T17	1T16	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	337.673	335.868	1.805	0,5%
Portugal	225.606	224.837	769	0,3%
Espanha	20.528	20.407	120	0,6%
Brasil	91.539	90.624	915	1,0%

Perdas (% da electricidade distribuída)	1T17	1T16	Δ
Portugal (1)	11,2%	10,1%	1,2 pp
Espanha	4,7%	4,9%	-0,2 pp
Brasil			
Bandeirante	8,8%	9,3%	-0,6 pp
Técnicas	5,5%	5,5%	-0,0 pp
Comerciais	3,2%	3,8%	-0,6 pp
Escelsa	13,7%	13,6%	0,1 pp
Técnicas	8,6%	8,2%	0,3 pp
Comerciais	5,1%	5,3%	-0,2 pp

GAS

Gas Distribuído (GWh)	1T17	1T16	Δ GWh	Δ %
Portugal	2.079	2.027	52	2,6%
Baixa pressão	404	410	-6	-1,5%
Média pressão	1.669	1.610	59	3,6%
GPL	7	7	-0	-2,3%
Espanha	8.961	7.539	1.422	18,9%
Baixa pressão	3.606	3.007	599	19,9%
Média pressão	5.238	4.532	706	15,6%
GPL	117	-	117	-
TOTAL	11.041	9.566	1.474	15,4%

Pontos de Abastecimento (mil)	1T17	1T16	Δ Abs.	Δ %
Portugal	345	332	13	3,8%
Baixa pressão	340	327	14	4,2%
Média pressão	1,5	1,4	0,1	6,5%
GPL	3,0	4,1	-1,1	-27,5%
Espanha	1.011	920	92	10,0%
Baixa pressão	928	919	9	1,0%
Média pressão	0,7	0,7	0	-1,0%
GPL	83	-	83	-
TOTAL	1.356	1.252	104,2	8,3%

Redes	1T17	1T16	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	13.240	12.607	633	5,0%
Portugal	5.123	4.888	235	4,8%
Espanha	8.117	7.719	398	5,2%

Investimentos financeiros & Activos para venda / Interesses Não Controláveis

Investimentos Financeiros e Activos para Venda	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado Líquido (2) (€ m)				Capital Próprio (€ m)			
	1Q17	1Q16	Δ MW	Δ %	1Q17	1Q16	Δ MW	Δ %	1Q17	1Q16	Δ MW	Δ %
EDP Renováveis	356	356	0	0%	-2	-7	6	-77%	343	324	19	6%
Espanha	177	177										
Estados Unidos	179	179										
Outros	0	0										
EDP Brasil	296	187	110	59%	-1	-2	1	-46%	359	239	120	50%
Jari	187	187			0	-2						
Cachoeira-Caldeirão	110	0			-1	0						
São Manoel	0	0			0	0						
Iberia (Ex-wind) & Other	41	41	0	0%	2	2	1	42%	307	317	-10	-3%
Portugal - Biomassa (Bioelectrica)	32	32										
Espanha - Cogeração e Resíduos												
Macau - Distribuição (CEM)												
Other												
Activos detidos para Venda	0	0	0	-	N/A	N/A	0	0%	2.755	0	2.755	n.m.
Portgas												
Naturgas Distribución												
TOTAL	693	584	110	19%	-1	-8	7	-92%	3.764	880	2.884	328%

Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado Líquido (2) (€ m)				Capital Próprio (€ m)			
	1Q17	1Q16	Δ MW	Δ %	1Q17	1Q16	Δ MW	Δ %	1Q17	1Q16	Δ MW	Δ %
EDP Renováveis	4.783	3.936	847	22%	72	60	378	37783%	2.874	2.409	378	37783%
Ao nível da EDP Renováveis:	2.521	1.832	689	38%	57	42	232	23178%	1.488	1.053	232	23178%
P. Ibérica	644	378										
América do Norte	1.220	1.122										
Resto da Europa	557	232										
Brasil	100	100										
22,5% atribuíveis ao free-float da EDPR					15	18	1.195	119547%	1.387	1.355	1.195	119547%
EDP Brasil	1.814	1.814	0	0%	27	40	606	60570%	1.592	1.195	606	60570%
Ao nível da EDP Brasil:	606	606	0	0%	7	8	-1	-13%	435	412	22	5%
Hídrica	606	606										
Outros	0	0										
49% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil					20	32	-12	-37%	1.157	783	374	48%
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	12	12	0	0%	0	0	88	8811%	-38	88	88	8811%
TOTAL	6.609	5.761	847	15%	99	100	0	0%	4.428	3.692	736	20%



EDP - Desempenho na Área da Sustentabilidade

Principais Acontecimentos 1T17

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)

	1T17	1T16	Δ %
Ind. Sustentab. (a)(b)(c)	99	100	-1%
Comp. Ambiental Peso %	94 33%	91 33%	3%
Comp. Económica Peso %	98 37%	102 37%	-5%
Comp. Social Peso %	107 30%	108 30%	0%

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

Métricas Económicas

	1T17	1T16	Δ %
Valor Gerado (€M)	4.448	4.254	5%
Distribuído	3.809	3.456	10%
Acumulado	639	798	-20%
Prov. Serv. Energ. (€M)(1)	311	320	-3%
Serv. Eficiência Energ.(a)	25	21	19%

Métricas Sociais

	1T17	1T16	Δ %
Empregados	11.859	11.939	-1%
Formação (horas)	58.639	49.326	19%
Acidentes em Serv. (d)(e)	6	6	0%
Índice Gravidade (Tg) (d)	113	99	14%
Índice Freq. (Tf) (d)	1,12	1,07	5%
Acid. mortais c/ terceiros	3	1	200%

Métricas Ambientais

	1T17	1T16	Δ %
Emissões Atmosféricas (mt)			
CO2 (b)(f)	5.211	5.099	2%
NOx	4,2	4,2	-1%
SO2	6,8	4,7	44%
Partículas	0,331	0,260	27%

	1T17	1T16	Δ %
Emissões Específicas Globais (g/KWh)			
CO2 (b)(f)	272,6	244,8	11%
NOx	0,22	0,20	9%
SO2	0,35	0,23	54%

	1T17	1T16	Δ %
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1) (b)	5.216	4.269	22%
Emissões indirectas (Âmbito 2)(c)	191	128	49%

	1T17	1T16	Δ %
Consumo de Energia Primária (TJ) (g)	64.147	48.858	31%
Potência Líquida Max. Inst. Certificada (%)	90%	91%	-1%
Utilização de Água (10³ m³)	424.052	379.329	12%
Total Resíduos para destino final (t)	112.175	117.853	-5%

	1T17	1T16	Δ %
Matérias Ambientais (€ mil)	22.494	17.597	28%
Investimentos	9.099	4.707	93%
Despesas	13.395	12.891	4%

	1T17	1T16	Δ %
Multas e Penalidades Ambientais (€)	750	5.763	-87%

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (mtCO2) (b)		Específicas (t/MWh)		Produção (h) (GWh)	
	1T17	1T16	1T17	1T16	1T17	1T16
Península Ibérica	4.167	3.753	0,69	0,97	6.042	3.878
Carvão	3.477	3.440	0,86	1,11	4.053	3.106
CCGT	656	202	0,38	0,43	1.713	465
Cogeração e Resíduos	34	111	0,12	0,36	276	306
Brasil	1.044	1.346	1,05	1,20	991	1.124
Carvão (Contratado LP)	1.044	1.346	1,05	1,20	991	1.124
Produção térmica	5.211	5.099	0,74	1,02	7.033	5.002
Produção Livre de Emissões CO2					12.086	15.828
Produção Total			0,27	0,24	19.118	20.830

(a) Os Serviços de Energia dizem respeito apenas a Facturação de Serviços de Eficiência Energética. 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 911 ktCO2 em 2017 e 839 ktCO2 em 2016.

(c) Cálculo das emissões de âmbito 2 segundo a metodologia "location based" do GHG Protocol.

(d) EDP + PSE (Prestadores de Serviços Externos).

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

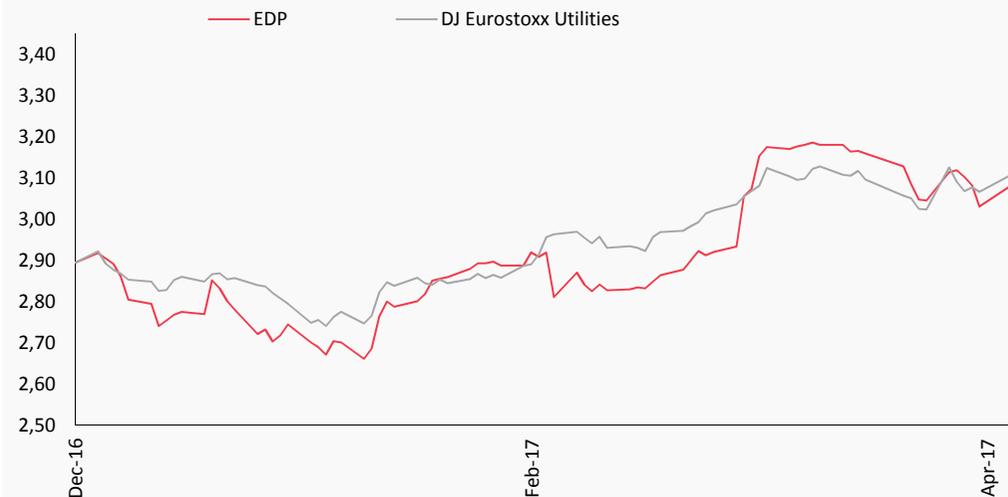
(f) Inclui apenas as emissões de combustão estacionária.

(g) Inclui frota automóvel.

(h) Valores da produção incluem vapor (2017: 231 GWh vs 2016: 229 GWh).

Desempenho da EDP na Bolsa

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



Principais Eventos EDP

- 9-Jan:** Norges Bank reduz participação qualificada na EDP
- 24-Jan:** EDP emite obrigações no montante de € 600 000 000 com vencimento em Setembro de 2023
- 30-Jan:** Alteração de participação qualificada – A Mubadala Investment Company adquire 100% das acções e respectivos direitos de voto à IPIC
- 27-Fev:** Comunicação EDP anuncia a venda de participação minoritária em activos portugueses à CTG
- 27-Mar:** EDP vende 574 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 27-Mar:** EDP aceita oferta vinculativa para venda da sua actividade de distribuição de gás em Espanha
- 27-Mar:** Anúncio preliminar de lançamento de oferta pública geral e voluntária de aquisição de acções emitidas pela EDP Renováveis
- 28-Mar:** Comunicação de participação qualificada – Norges Bank
- 30-Mar:** Standard & Poors afirma rating da EDP em “BB+” e outlook Positivo
- 3-Abr:** Moody’s afirma rating da EDP em ‘Baa3’ e outlook Estável
- 4-Abr:** Comunicação de participação qualificada – Norges Bank
- 7-Abr:** EDP vende 100% da EDP Gás
- 20-Abr:** Deliberações da Assembleia Geral Anual
- 24-Abr:** Pagamento de Dividendos do exercício de 2016
- 24-Abr:** EDP assina acordo definitivo para a venda de 100% da sua actividade de distribuição de gás em Espanha (Naturgas Energía Distribución)
- 24-Abr:** EDP Brasil Vence leilão para 4 novas concessões de transporte de electricidade

EDP em Bolsa	YTD	52W	2015
		02-05-2017	

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	3,079	3,079	3,079
Max	3,213	3,350	3,213
Min	2,641	2,486	2,641
Média	2,902	2,903	2,902

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	1.596	4.467	1.596
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	19	17	19
Volume Transaccionado (milhões de acções)	550	1.539	550
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,5	6,0	6,5

Dados Acções EDP	1T17	1T16	Δ %
------------------	------	------	-----

Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	22,1	21,4	3,1%

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