



9M17

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, 2 de Novembro de 2017

Destaques



Demonstração Resultados (€ M)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	4.122	4.263	-3%	-141
Fornecimentos e serviços externos	707	674	5%	+33
Custos com pessoal, benef. aos empregados	499	487	3%	+13
Outros custos operacionais (líquidos)	(353)	210	-	-563
Custos Operacionais Líquidos (1)	853	1.371	-38%	-518
EBITDA	3.269	2.893	13%	+376
Provisões	1	(15)	-	+16
Amortizações e imparidades exercício (2)	1.055	1.115	-5%	-61
EBIT	2.213	1.792	23%	+421
Resultados financeiros	(593)	(635)	7%	+42
Equiv. Patrimon. em joint ventures/assoc.	11	(3)	-	+14
Resultado antes de impostos	1.631	1.155	41%	+476
IRC e Impostos diferidos	175	300	-41%	-124
Contribuição extraord. sector energético	69	61	15%	+9
Resultado líquido do período	1.386	794	74%	+592
Acionistas da EDP	1.147	615	86%	+532
Interesses não controláveis	239	179	34%	+60

Dados-chave Operacionais	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	11.716	11.975	-2%	-259
Capacidade instalada (MW)	26.466	24.522	8%	+1.944

Dados-chave Financeiros (€ M)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
FFO	2.610	1.562	67%	+1.048
Investimento operacional	1.078	1.160	-7%	-82
Manutenção	426	439	-3%	-13
Expansão	652	721	-10%	-70
Investimento Líquido	1.148	505	127%	+643

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Set-17	Dez-16	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	9.798	9.406	4%	+392
Dívida líquida	15.135	15.923	-5%	-788
Receb. futuros da actividade regulada	1.337	951	41%	+387
Dívida líquida/EBITDA (x) (4)	4,2x	4,2x	0%	0,0x
Dívida líquida ajustada /EBITDA (x) (3) (4)	3,8x	4,0x	-3%	-0,1x

O EBITDA consolidado ascendeu a €3.269M nos 9M17,+13% em termos homólogos. Ajustado dos ganhos não recorrentes (+€61M nos 9M16 e +€558M nos 9M17); detalhe na pág. 3), o EBITDA caiu 4% face aos 9M16, devido à contribuição da queda de 20% em termos homólogos do EBITDA para €1.256M nos 9M17 no mercado Ibérico motivada pela escassa hidraulicidade (43% abaixo da média de longo prazo), especialmente quando comparada com um 9M16 muito húmido (hidraulicidade 66% acima da média histórica) e pela exclusão de consolidação da Naturgas Electricidad Distribución ('NED') resultante da sua venda no final de Jul-17. A performance do mercado Ibérico foi parcialmente compensada pelos seguintes fatores: i) aumento de 17% em termos homólogos da contribuição da EDP Renováveis ('EDPR') para o EBITDA ajustado, suportado pela expansão de portfólio (+8% em termos médios) e pelo acréscimo de proveitos com Parcerias Institucionais; e ii) aumento de 13% em termos homólogos do contributo da EDP Brasil ('EDPB') para o EBITDA ajustado, essencialmente suportado pelo efeito cambial favorável, resultante da apreciação do BRL vs. Euro em 12%.

A capacidade instalada do Grupo EDP subiu 8% em termos homólogos, para 26,5GW em Set-17, impulsionado pela adição de nova capacidade hídrica em Portugal (+977MW), eólica e solar (+939MW, essencialmente nos EUA e México). O **portfólio de contratos com clientes** cresceu 1%, para 11,4M em Set-17.

Os **custos operacionais** subiram €46M, para €1.207M nos 9M17, suportado pelo efeito cambial (+€36M) e pela expansão de portfólio (+6% em termos médios). Excluindo o impacto cambial, importa destacar, por área de negócio e em termos homólogos: (i) na **P. Ibérica**, uma queda de 1% nos custos reflexo de um apertado controlo de custos; (ii) na **EDPR**, uma queda de 2% do rácio Core OPEX/MW médio instalado; (iii) na **EDP Brasil**, uma subida de custos em 3,5%, em linha com a inflação local. Os **outros custos/(receitas) operacionais líquidos** passaram de um custo de €210M nos 9M16, para um ganho de €353M no 9M17, especialmente influenciados pela mais valia registada na venda da NED. Os custos regulatórios (clawback, tarifa social, CESE, impostos à geração em Espanha) suportados ascenderam a €229M nos 9M17 (+26% em termos homólogos).

O EBIT subiu 23% em termos homólogos, para €2.213M nos 9M17. Os **resultados financeiros líquidos e resultados com JVs e associadas** ascenderam a -€582M nos 9M17, uma melhoria de €56M face aos 9M16, suportados por uma descida de 13% dos juros líquidos suportados, decorrente da queda de 40pb no custo médio da dívida (para 4,1% nos 9M17) e da queda da dívida líquida média (-€0,7MM face ao 9M16). Os **interesses não controláveis** ascenderam a €239M no 9M17, reflexo do acréscimo decorrente da venda de posições minoritárias em parques eólicos nos últimos 12 meses e do acréscimo de resultados líquido da EDPR. Em suma, o **resultado líquido da EDP** atingiu €1.147M nos 9M17 (+86% em termos homólogos). **Ajustado dos efeitos não recorrentes** (-€46M nos 9M16 e +€514M nos 9M17; detalhes na pág. 4), o **resultado líquido** recuou 4% em termos homólogos, de €661M nos 9M16 para €633M nos 9M17.

A dívida líquida caiu de €15,9MM em Dez-16 para €15,1MM a Set-17, reflectindo essencialmente: i) free cash flow orgânico recorrente no valor de €1,0MM; ii) pagamento anual de dividendos (+€0,7MM); iii) encaixe líquido de €1,0MM resultante de investimento em expansão e itens relacionados; líquido de aquisições e vendas de activos (+€2,2MM na venda da NED, -€0,3MM na compra de uma participação adicional de 5% na EDPR); e iv) aumento em €0,4MM de activos regulatórios, reflexo de um ritmo mais lento na venda destes activos.

(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 EBITDA recorrente últimos 12 meses de €3.577M e classificação da obrig. híbrida como capital em 50% (incl juros).

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.	1T16	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17	4T17	3T17 YoY		3T17 QoQ		
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.	
Produção e Comerc. P. Ibérica	518	856	-39%	-337	339	304	213	214	201	160	158			-26%	-55	-1%	-2
Redes Reguladas P. Ibérica	717	749	-4%	-32	234	262	254	240	265	248	205			-19%	-49	-17%	-43
Eólico e Solar	991	847	17%	+144	379	269	198	324	373	345	272			37%	74	-21%	-73
Brasil	464	464	0%	-0	185	116	163	129	164	151	148			-9%	-14	-2%	-3
Outros	579	(23)	-	+602	(7)	(14)	(2)	(41)	8	(13)	583			-	585	-	596
Consolidado	3.269	2.893	13%	+376	1.130	937	826	867	1.011	892	1.367			65%	541	53%	475

Nos 9M17, o EBITDA do grupo EDP subiu 13% em termos homólogos, para €3.269M. Excluindo ganhos não recorrentes (€61M nos 9M16; +€558M nos 9M17; detalhes abaixo⁽¹⁾), o EBITDA recuou 4%, para €2.711M, reflectindo essencialmente a desconsolidação da actividade de distribuição de gás em Espanha, a partir de 27-Jul-17, e condições atmosféricas extremamente secas nos 9M17 contra uma hidraulicidade excepcionalmente elevada nos 9M16; estes impactos superaram largamente o efeito de expansão de capacidade (+6% em média), de termos regulatórios mais favoráveis no Brasil e uma evolução cambial favorável (+€54M, essencialmente pela apreciação do BRL médio vs. Euro, em 12%).

PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO NA P. IBÉRICA (19% do EBITDA) - O EBITDA desceu 39% em termos homólogos, para €518M nos 9M17, penalizado por uma hidraulicidade muito fraca nos 9M17 e preços spot mais elevados, que compararam muito desfavoravelmente com 9M16 muito chuvosos e com preços baixos: hidraulicidade em Portugal nos 9M17 ficou 43% aquém da média histórica, comparada com prémio de 66% nos 9M16; e o preço da pool aumentou de €34/MWh nos 9M16 para €50/MWh nos 9M17. A evolução do EBITDA nos 9M17 traduziu: (i) um mix de geração mais caro (€33/MWh vs €17/MWh nos 9M16), resultante da substituição de produção hídrica (peso de 23% no mix de geração nos 9M17 vs. 52% nos 9M16) por produção a carvão e em CCGTs; (ii) redução de resultados com gestão de energia e de margem na comercialização, decorrentes de preços spot elevados e do custo superior de desvios de consumo na comercialização; (iii) queda de 41% na margem bruta do regime especial, para €33M nos 9M17, reflexo do impacto do tempo seco na produção das centrais mini-hídricas; e iv) custos regulatórios mais elevados, traduzidos numa subida de €35M em termos homólogos, para €138M nos 9M17, especialmente suportados pela tarifa social em Portugal e impostos sobre a geração em Espanha. Note-se que a partir de Jul-17, a capacidade de geração de PPA/CMEC (2.7GW hídrica, 1.2GW de carvão) inclui risco hídrico e de mercado.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (27% do EBITDA) - O EBITDA desceu 4% (-€32M) em termos homólogos, para €717M nos 9M17, impactado pela venda de actividade de distribuição de gás em Espanha (-€24M), um controlo de custo rigoroso e uma menor margem bruta. Numa base pró-forma (excluindo NED and Portgas, tendo o último sido vendido a 04-10-2017), o EBITDA caiu 1% em termos homólogos, reflectindo menores custos operacionais (-1% vs. 9M16) e ajustamentos negativos às receitas dw anos anteriores. A margem bruta diminuiu 4% no 9M17 vs. 9M16, para €1.242M, suportada pela venda da actividade de distribuição de gás em Espanha, pela revisão regulatória do negócio de distribuição de gás em Portugal (Jul-16) e por menores ajustamentos aos proveitos de anos anteriores, na distribuição de gás em Portugal e na distribuição de electricidade em Espanha.

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (37% do EBITDA) - O EBITDA subiu 17% (+€144M), para €991M nos 9M17, impulsionado por uma subida de 10% na produção, por proveitos com Parcerias Institucionais mais altos (+28% face aos 9M16) e o impacto da venda de uma participação minoritária no projecto offshore em Moray, no Reino Unido. O crescimento da produção reflectiu a expansão do portfólio médio em 8%, em termos homólogos, e um aumento do factor médio de utilização em 1pp (suportado pelos EUA). O OPEX cresceu 6% em termos homólogos, 2% aquém da expansão do portfólio médio. Os proveitos de parcerias institucionais ascenderam a €166M nos 9M17, impulsionados por novas estruturas Tax Equity e um aumento de valor unitário de PTC de USD23 para USD24/MWh.

BRASIL (17% do EBITDA) - A contribuição da EDP Brasil ascendeu a €464M nos 9M17 (estável face aos 9M16), penalizada pela mais valia gerada nos 9M16, com a venda de Pantanal. Excluindo este efeito, o EBITDA cresceu 13% (+€55M), beneficiando de um impacto cambial favorável (+€50M, resultante de uma apreciação do BRL médio face ao Euro em 12%). Em moeda local, o EBITDA ajustado subiu 1% face aos 9M16, apesar do ambiente de mercado desafiante. A integração da totalidade do portfolio (geração/distribuição/comercialização) ocorre através da estratégia de coberturas e da gestão dos volumes contratados/descontratados. O EBITDA da geração e comercialização aumentou R\$35M para R\$1.116M, reflectindo: i) na comercialização, a subida de volume e margens (+R\$84M); ii) na geração hídrica, um GSF mais baixo (86% nos 9M17 vs. 87% nos 9M16) e PLD elevado (R\$298/MWh nos 9M17 vs. R\$71/MWh no 9M16). O EBITDA da distribuição diminuiu R\$14M para R\$598M nos 9M17, na medida em que o menor impacto da atualização do valor residual de concessão de ativos (+R\$199M nos 9M16 vs. +R\$14M nos 9M17) compensou o impacto positivo da revisão tarifária em 2016 (+R\$98M vs. 9M16) e o impacto mais favorável da sobrecontratação (+R\$81M vs. 9M16).

(1) Itens não recorrentes: (i) +€61M nos 9M16, resultante da venda de centrais hídricas em Pantanal, no Brasil; (ii) +€558M nos 9M17, registado com a venda do negócio de distribuição em Espanha (Naturgas Electricidad Distribución, 'NED').

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.	4T16	1T17	2T16	3T17	3T17 QoQ	
									Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.269	2.893	13%	376	867	1.011	892	1.367	53%	475
Provisões	1	(15)	-	16	(0)	4	(2)	(0)	-89%	2
Amortizações e imparidades exercício	1.055	1.115	-5%	-61	395	359	349	346	-1%	-3
EBIT	2.213	1.792	23%	421	472	648	545	1.021	87%	476
Juros financeiros líquidos	(511)	(584)	13%	73	(229)	(175)	(168)	(167)	0%	0
Resultados relac. com Receb. Fut. actividade regulada	24	65	-63%	-42	11	19	2	3	81%	2
Custos financeiros capitalizados	24	43	-44%	-19	15	10	6	8	25%	2
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo(1)	(138)	(142)	3%	4	(47)	(51)	(43)	(44)	2%	-1
Diferenças de câmbio e derivados	(44)	(11)	-323%	-34	(7)	(5)	(12)	(28)	138%	-16
Rendimentos de participações de capital	(18)	(5)	-220%	-12	(6)	(7)	(2)	(8)	-	-5
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	25	13	95%	12	1	0	24	0	-99%	-24
Outros ganhos e perdas financeiros	44	(14)	-	59	6	13	19	12	-36%	-7
Resultados Financeiros	(593)	(635)	7%	42	(257)	(197)	(173)	(223)	29%	-50
Equiv. patrimoniais JVs/associadas (Detalhes pág. 29)	11	(3)	-	14	(19)	(1)	8	4	-55%	-4
Resultados Antes de Impostos	1.631	1.155	41%	476	196	450	379	801	111%	422
IRC e Impostos Diferidos	175	300	-41%	-124	(211)	66	53	56	5%	3
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>11%</i>	<i>26%</i>	<i>-</i>	<i>-15,2 pp</i>	<i>-108%</i>	<i>15%</i>	<i>14%</i>	<i>7%</i>	<i>0%</i>	<i>-0,1 pp</i>
Contribuição Extraordinária para o Sector Energetico	69	61	15%	9	1	70	(2)	2	-194%	4
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 29)	239	179	34%	60	60	100	93	47	-49%	-46
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	1.147	615	86%	532	346	215	235	696	196%	461

As **amortizações** caíram 5% vs. 9M16, para €1.055M nos 9M17, reflectindo: (i) a extensão da vida útil de parques eólicos de 25 para 30 anos (+€93M); (ii) a reclassificação da Portgás e NED como "activos detidos para venda" desde Dez-16 e Mar-17, respetivamente (+€30M); tendo sido estes impactos parcialmente compensados pelo aumento da capacidade instalada.

Os **resultados financeiros líquidos totalizaram** aumentaram 7% em termos homólogos, para -€593M nos 9M17, beneficiando da uma redução nos **juros financeiros (líquidos)** de 13% nos 9M17 (-€73M), suportada por uma queda de 40 pb no custo médio da dívida (de 4,5% nos 9M16 para 4,1% nos 9M17). Os **resultados financeiros relacionados com recebimentos futuros da actividade regulada** caíram €42M vs. 9M16, em virtude de uma taxa de juro inferior. Os **custos financeiros capitalizados** diminuíram €19M vs. 9M16, devido ao fim do período de construção de centrais hídricas em Portugal. As **diferenças de câmbio e derivados** totalizaram -€44M no 9M17 (-€34M vs. 9M16), reflectindo sobretudo o *mark-to-market* de derivados do mercado de energia. Os **ganhos com alienação de investimentos financeiros** reflectem (i) nos 9M17, a venda de uma participação na REN (€25M); (ii) nos 9M16, a venda de uma participação na Tejo Energia (€11M). Os **outros ganhos e perdas financeiros** (+€59M vs. 9M16) foram impactados por uma imparidade na participação financeira no BCP (€31M) e custos com o pagamento antecipado de dívida (€26M, maioritariamente ao nível da EDPR).

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram €11M nos 9M17, um aumento de €14M face aos 9M16, explicado por resultados superiores nos 9M16 em centrais hídricas no Brasil e em participações da EDPR em empresas Espanha e nos Estados Unidos.

O **imposto sobre o rendimento** ascendeu a €175M nos 9M17 (-€124M vs. 9M16), impactado por uma taxa de imposto efectiva de 11% nos 9M17, que reflecte os ganhos não tributáveis da venda da NED e REN (excluindo estes ganhos, a taxa efectiva de imposto foi de 17% nos 9M17 vs. 26% nos 9M16, anormalmente elevada, dado o aumento significativo das vendas de défice tarifário no período). Adicionalmente, nos 9M17 a contribuição extraordinária sobre o sector de energia em Portugal (0,85% sobre os activos líquidos), aumentou de €61M nos 9M16 para €69M nos 9M17, no seguimento do aumento dos activos líquidos em operação, dado a entrada em operação das centrais de Salomonde II e escalão a montante de Baixo Sabor em 2016.

Os **interesses não controláveis** ascenderam a €239M nos 9M17, um aumento de €60M em termos homólogos, em consequência de um maior resultado líquido da EDPR (reforçado pela extensão da vida útil dos parques eólicos) e de mais vendas de posições minoritárias em parques eólicos durante o ano de 2016. Este efeito foi apenas parcialmente mitigado pelos resultados mais baixos ao nível da EDPB nos 9M17 (em relação ao 9M16, que incluiu o ganho com venda de Pantanal; mais detalhes na pág. 29).

Em suma, o **resultado líquido atribuível a accionistas da EDP** aumentou 86%, para €1.147M nos 9M17, impactado em grande parte pela mais-valia de €558M da venda da NED. Excluindo itens não recorrentes⁽²⁾, o resultado líquido ajustado acresce ao valor de €633M (-4% face aos 9M16, vs. €661M nos 9M16).

⁽²⁾Eventos não recorrentes: (i) no 9M16 (-€46M), ganhos de capital obtidos na venda de Pantanal, no Brasil (+€27M) e da participação na central Tejo Energia (+€11M), registo de imparidade com o BCP (-€24M) e contribuição extraordinária do sector energético em Portugal (-€61M); (ii) no 9M17 (€514M): ganho de capital com venda da NED (+€558M), ganho de capital com venda de participação na REN (+€25M) e contribuição extraordinária do sector energético em Portugal (-€69M).

(1) Inclui "Unwinding" de responsabilidades de médio, longo prazo (provisões para desmantelamento e descomissionamento de parques eólicos, parcerias institucionais nos EUA e concessões Alqueva/Pedrogão) e juros sobre responsabilidades com fundo de pensões e cuidados médicos.

Investimento Operacional e Financeiro



Invest. Operacional (€ M)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Produção e Comerc. P. Ibérica	102	217	-53%	-116
Redes reguladas P. Ibérica	217	233	-7%	-16
Eólico & Solar	715	582	23%	+132
Brasil	138	107	29%	+31
Outros	(93)	20	-	-113
Grupo EDP	1.078	1.160	-7%	-82
Expansão	652	721	-10%	-70
Manutenção	426	439	-3%	-13

	1T16	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17	4T17
Produção e Comerc. P. Ibérica	50	77	91	160	32	35	35	
Redes reguladas P. Ibérica	65	83	85	112	73	73	71	
Eólico & Solar	89	290	204	446	93	331	291	
Brasil	21	37	49	62	49	45	44	
Outros	9	4	8	23	5	11	(109)	
Grupo EDP	233	490	436	804	252	495	331	
Expansão	127	334	261	546	112	351	188	
Manutenção	106	157	176	258	140	144	143	



Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	409	287	42%	+121
Perímetro EDPR	25	48	-47%	-22
Perímetro EDP Brasil	56	95	-41%	-39
P. Ibérica	-	127	-	-127
OPA sobre EDPR	296	-	-	+296
Outros	32	18	71%	+13
Desinvestimentos	2.493	681	266%	+1.811
Perímetro EDPR	218	581	-63%	-363
Perímetro EDP Brasil	-	83	-	-83
P. Ibérica	-	0	0%	-0
Venda de Naturgas (NED)	2.221	-	-	+2.221
Outros	54	18	206%	+36
Total	(2.084)	(394)	-429%	-1.690

O **investimento operacional consolidado** ascendeu a €1.078M nos 9M17, 60% do qual dedicado a projectos de expansão, nomeadamente em nova capacidade hídrica e eólica (€754M). De notar que 91% do investimento operacional foi dedicado a actividades reguladas ou contratadas a longo-prazo.

O **investimento em nova capacidade eólica e solar** (EDPR) atingiu €715M nos 9M17 (do qual 67% na América do Norte, 12% na Europa e 21% no Brasil). As **adições de capacidade** totalizaram 242MW eólicos (199MW nos EUA, 50MW em Espanha, 18MW em França) e um parque de Solar PV de 3MW em Portugal. Note-se que, adicionalmente, o portfolio de capacidade instalada consolidada foi ampliado com 25MW, em resultado da aquisição de uma participação adicional de 50% em 2 parques eólicos, anteriormente consolidados por equivalência patrimonial. A **capacidade eólica e solar em construção** ascende a 675MW em Set-17: 45% na América do Norte, 39% no Brasil e 6% em Itália.

O **investimento em expansão** dedicado a **nova capacidade hídrica em Portugal** totalizou €40M (versus €108M nos 9M16), no seguimento da entrada em operação da central de Venda Nova III (756 MW), no 1T17, e da central de Foz Tua (263MW) no 2T17.

O **investimento operacional de manutenção** atingiu €426M nos 9M17, maioritariamente dedicado às redes reguladas no Brasil e na P. Ibérica (€24M do qual relativo a distribuição de gás em Espanha e Portugal, cuja venda foi completada em Jul-17 e Out-17, respectivamente). O investimento operacional de manutenção na actividade de Produção e Comercialização ascendeu a €48M nos 9M17.

Os **desinvestimentos financeiros líquidos** ascenderam a €2.084M nos 9M17, reflectindo sobretudo o impacto da reestruturação de portfolio (€1,9MM), incluindo a venda da NED, em Espanha (€2,2MM) e a aquisição de uma participação adicional de 5% na EDPR, em resultado da oferta lançada sobre as respectivas acções não detidas pela EDP (€0,3MM). Adicionalmente, os desinvestimentos financeiros líquidos incluem: i) conclusão da venda de uma posição de 49% em activos eólicos em Portugal à CTG (€211M, excluindo suprimentos) e a venda da participação de 3.5% na REN (€50M); os quais foram parcialmente compensados por ii) pelo contributo de capital para o projecto de São Manoel no Brasil (€56M).

Investimento Líquido (€M)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Investimento operacional	1.078	1.160	-7%	-82
Investimentos financeiros	70	174	-60%	-104
Rotação de activos na EDPR	-	(829)	-	+829
Total	1.148	505	127%	+643

Em conclusão, o investimento líquido atingiu €1.148M nos 9M17 (vs. €505M nos 9M16), incluindo €1.078M de Capex e €70M de investimentos financeiros (excluindo a venda da participação minoritária em activos eólicos em Portugal à CTG).

FFO & Cash Flow



Fundos Gerados pelas Operações (€ M)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.269	2.893	13%	+376
Imposto corrente	(90)	(673)	87%	+583
Juros financeiros líquidos	(511)	(584)	13%	+73
Resultados de associadas e dividendos	16	1	1142%	+15
Itens não monetários	(74)	(75)	2%	+1
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	2.610	1.562	67%	+1.048

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.269	2.893	13%	+376
Imposto corrente	(90)	(673)	87%	+583
Investimento em fundo de maneo	(1.958)	1.310	-	-3.268
Recebimentos futuros da actividade regulada	(387)	1.390	-	-1.777
Itens não monetários	(74)	(75)	2%	+1
Outros	(1.497)	(5)	-30258%	-1.492

Fluxo das Actividades Operacionais	1.221	3.530	-65%	-2.309
Investimento operacional	(1.078)	(1.160)	7%	+82
Expansão	(652)	(721)	10%	+70
Manutenção	(426)	(439)	3%	+13
Var. de fundo de maneo de fornec. de imobilizado	(191)	(363)	47%	+172
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	2.084	394	429%	+1.690
Juros financeiros líquidos pagos	(552)	(624)	12%	+73
Dividendos recebidos	32	20	n.m.	+12
Dividendos pagos	(812)	(832)	2%	+20
Accionistas	(691)	(673)	-3%	-18
Outros	(121)	(159)	24%	+38
Receb./pagamentos) parceiros institucionais EUA	(73)	77	-	-150
Variações cambiais	507	(45)	-	+552
Outras variações não operacionais	(350)	420	-	-770
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	788	1.417	-44%	-629

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	10.341	9.849	5%	+492
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	593	2.058	-71%	-1.465
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(8.396)	(7.617)	-10%	-779
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(709)	(419)	-69%	-291
Fluxo gerado pelas operações	1.829	3.872	-53%	-2.043
Receb./pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(608)	(342)	-78%	-266
Fluxo das Actividades Operacionais	1.221	3.530	-65%	-2.309
Fluxo das Actividades de Investimento	593	(1.627)	-	+2.220
Fluxo das Actividades de Financiamento	(1.812)	(1.559)	-16%	-253
Varição de caixa e seus equivalentes	2	344	-99%	-342
Efeito das diferenças de câmbio	(64)	87	-	-151

O FFO cresceu 67% vs. 9M16, totalizando €2.610M nos 9M17, reflexo de (i) um crescimento de €376M no EBITDA (ver detalhes na página 3); (ii) uma diminuição de €583M do imposto corrente, fortemente influenciado por menores vendas de défice tarifário nos 9M17 (€0.6MM) face aos 9M16 (€2.0MM); e (iii) um decréscimo de €73M dos juros financeiros líquidos.

O fluxo das actividades operacionais diminuiu €2.309M vs. Set-16, para €1.221M nos 9M17. Os recebimentos futuros da actividade regulada aumentaram €387m vs. Dez-16, reflectindo: (i) um aumento de €337M, proveniente das actividades reguladas em Portugal, que incluem um impacto de €574M de vendas de défice tarifário no período; (ii) um aumento de €117M relacionado com as actividades reguladas no Brasil; efeitos parcialmente mitigados pelo fim dos activos regulatórios em Espanha, no seguimento da venda dos activos de distribuição de gás. As outras variações no fundo de maneo ascenderam a -€1.496M nos 9M17, impactadas em larga medida por: (i) um ganho de €558M decorrente da venda de activos de distribuição de gás em Espanha; (ii) pagamentos não recorrentes em sede de IVA de €268M, no âmbito da reorganização das actividades de distribuição de gás em Espanha (que será recuperado mais tarde); (iii) pagamento de imposto sobre o rendimento superior devido ao montante significativamente elevado de vendas de défice tarifário que foram executadas durante 2016 (€390M). De notar que, no 1S16, esta linha incluía um ganho de +€61M decorrente da venda de Pantanal no Brasil.

O investimento operacional de expansão totalizou €652M nos 9M17, traduzindo sobretudo os trabalhos de construção de nova capacidade eólica e, em menor proporção, da nova capacidade hídrica.

Os desinvestimentos (líquidos) ascenderam a €2.084M nos 9M17, incluindo: (i) portfolio reshuffling, nomeadamente venda de activos de distribuição de gás em Espanha (€2.2MM) e a aquisição de participação minoritária na EDPR após OPA (-€0.3MM); a venda pela EDPR de uma participação minoritária num portfolio de parques eólicos em Portugal (abrangendo activos da ENEOP) à CTG (€0.2MM); (ii) venda de uma participação na REN (€50M); e (iii) contribuições de capital para o projecto de São Manoel no Brasil e para projectos eólicos offshore desenvolvidos em parceria.

A 17-Mai-2017, a EDP pagou o seu dividendo anual no total de €691M (€0,19/acção, +2,7% de aumento vs. 2016). Note-se que o total de dividendos pagos (€812M) também inclui os dividendos pagos a interesses não controláveis ao nível da EDPR e EDP Brasil.

Os recebimentos de Parceiros Institucionais nos EUA corresponderam a -€73M nos 9M17, reflectindo a retenção de benefícios fiscais por investidores institucionais (€174m), parcialmente mitigada por um pagamento de €101M relativo à primeira tranche do acordo "tax equity" assinado a Jul-17 para USD370M (mais USD69M acordados em Out-17) para 3 parques eólicos nos EUA (297MW). Saliente-se que nos 9M16, esta rubrica incluía os recebimentos provenientes da parceria de financiamento relativa ao parque eólico Waverly com 199MW (€216M).

As variações cambiais afectaram positivamente a dívida líquida em €0.5MM nos 9M17, em virtude da depreciação do BRL (-9%; €0,1MM) e do USD (-11%; €0,4MM) face ao Euro comparativamente a Dez-16.

Outras variações não operacionais ascenderam a -€230M nos 9M17, devido essencialmente à consolidação do novo parque Eólica de Coahuila no México com 200MW (€0,2MM). De salientar que nos 9M16, esta linha reflectia o impacto do aumento de suprimentos prestados por parceiros relacionado com a alienação de participações minoritárias num portfolio de activos na Europa (€273M), bem como do aumento de capital na EDP Brasil (€184M).

Em conclusão, a dívida líquida diminuiu €788M vs. Dez-16 para €15,1MM a Set-17.

Importa ainda salientar que em Out-17, a EDP concluiu a venda do seu negócio de distribuição de gás em Portugal (€0.5MM).

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Set. vs. Dez.		
	Set-17	Dez-16	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	22.966	24.194	-1.228
Activos intangíveis	4.834	5.129	-295
Goodwill	2.282	3.415	-1.133
Invest. Financeiros, Activos para venda (Detalhes pág 29)	1.590	1.547	43
Impostos, correntes e diferidos	1.176	1.399	-223
Inventários	291	317	-26
Outros activos, líquido	7.243	6.511	732
Depósitos colaterais	40	52	-12
Caixa e equivalentes de caixa	1.459	1.521	-62
Total do Activo	41.880	44.084	-2.203

Capital Próprio (€ M)	Set-17	Dez-16	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	9.798	9.406	392
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 30)	4.001	4.330	-329
Total do Capital Próprio	13.800	13.736	63

Passivo (€ M)	Set-17	Dez-16	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	17.163	18.027	-864
<i>Médio e longo prazo</i>	15.550	15.550	0
<i>Curto prazo</i>	1.612	2.476	-864
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.515	1.727	-212
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.131	1.520	-389
Provisões	669	671	-2
Impostos, correntes e diferidos	1.131	1.676	-544
Proveitos diferidos de invest. institucionais	797	819	-22
Outros passivos, líquido	5.675	5.907	-232
Total do Passivo	28.081	30.347	-2.267
Total do Capital Próprio e Passivo	41.880	44.084	-2.203

Benefícios aos Empregados (€ M) (1)	Set-17	Dez-16	Δ Abs.
Pensões (2)	736	815	-79
Actos médicos e outros	778	912	-133
Benefícios aos Empregados	1.515	1.727	-212

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Set-17	Dez-16	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	1.021	744	277
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	313	253	60
Espanha	-	68	-68
Brasil	3	-114	117
Receb. Futuros da Actividade Regulada	1.337	951	387

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €1,5MM vs. Dez-16, para €27,8MM a Set-17, reflectindo essencialmente: i) -€1,1MM de amortizações do período; ii) +€1,1MM de investimento operacional no período; iii) +€0,3MM devido à consolidação do parque Eólica de Coahuila no México (200MW); iv) -€0,6MM atribuíveis à venda dos activos de distribuição de gás em Espanha; e v) -€1,1MM relativos a diferenças de taxas de câmbio decorrentes da desvalorização do USD (-11%) e do BRL (-9%) vs. EUR. A Set-17, existiam €2,2MM de imobilizado em curso (8% 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 Set-17, dada a venda acordada da Naturgas Energía Distribución.

A Set-17, os **investimentos financeiros e activos detidos para venda** incluíam os activos de distribuição de gás em Portugal, apesar da venda da Portgás ter sido concluída em Out-17. De notar que, a Set-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 ao nível da EDPR, participações em parques eólicos nos EUA e Espanha (356MW), no projecto de offshore Moray no UK (950MW). A nossa participação de 3,5% na REN foi vendida em Jun-17.

Os **impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos**, aumentaram 0,3MM vs. Dez-16, influenciados por um pagamento em sede de IRC (€390M) decorrente dos montantes extraordinários de securitizações em 2016. De notar ainda um pagamento extraordinário em sede de IVA (€0,3MM) no âmbito da reestruturação do negócio de distribuição de gás em Espanha, a recuperar futuramente. O montante em **Outros activos, líquido** sofreu um aumento de €0,7MM vs. Dez-16 para €7,2MM a Set-17, traduzindo sobretudo um aumento dos activos regulatórios e o reconhecimento do ajustamento final dos CMEC (€256M). O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** aumentou €0,4MM vs. Dez-16, para €1,337M a Set-17, reflexo de um aumento de €337M originado em Portugal, da redução do valor a pagar de activos regulatórios no Brasil e da venda dos activos de distribuição de gás em Espanha.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** aumentaram €0,4MM, para €9,8MM a Set-17, reflectindo €1,147M de resultado líquido gerado no período, parcialmente mitigado pelo pagamento do dividendo anual de €691M e pelo impacto de diferenças de câmbio na consolidação (€145m), resultantes da depreciação do USD e do BRL vs. EUR. Os **interesses não controláveis** diminuíram €0,3MM, ficando em €4,0MM a Set-17, pelo efeito combinado da aquisição de mais acções da EDPR no seguimento da OPA lançada pela EDP e pela depreciação do USD e BRL vs. EUR, mitigados pela venda de uma participação minoritária de 49% em activos eólicos em Portugal (€0,2bn).

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** (bruto, antes de impostos diferidos) caiu €0,2MM face a Dez-16 para €1,5M a Set-17, na sequência de uma contribuição extraordinária da EDP (€120m) e do pagamento recorrente de pensões e despesas com actos médicos nos 9M17.

O **passivo relativo a parcerias institucionais líquido de proveitos diferidos** diminuiu €0,4MM vs. Dez-16 para €1,1MM a Set-17, reflectindo um pagamento de €101M relativo à primeira tranche do acordo "tax equity" assinado a Jul-17 para USD370M (mais USD69M acordados em Out-17) para 3 parques eólicos nos EUA (297MW), sendo mitigado pelos benefícios apropriados pelos parceiros institucionais durante o período e a depreciação do USD face ao Euro.

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

Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)	Set-17	Dez-16	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	14.405	15.214	-5%	-808
EDP Produção & Outros	130	79	64%	51
EDP Renováveis	938	787	19%	151
EDP Brasil	1.388	1.582	-12%	-193
Dívida Financeira Nominal	16.862	17.662	-5%	-800

Juros da dívida a liquidar	209	292	-29%	-83
"Fair Value"(cobertura dívida)	92	73	26%	19
Derivados associados com dívida (2)	(136)	(130)	-5%	-6
Depósitos colaterais associados com dívida	(40)	(52)	23%	12
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(386)	(391)	1%	5
Dívida Financeira	16.601	17.454	-5%	-853

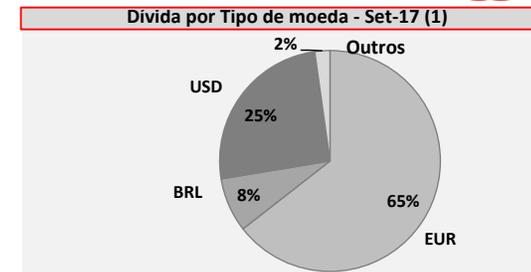
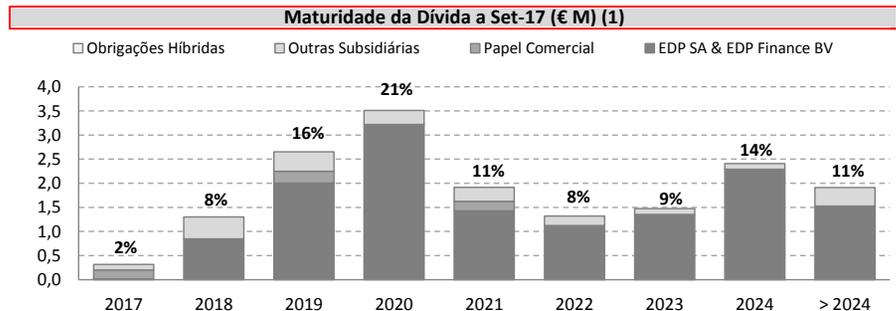
Caixa e Equivalentes	1.459	1.521	-4%	-62
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	788	525	50%	263
EDP Renováveis	286	408	-30%	-122
EDP Brasil	385	588	-35%	-203
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	7	10	-32%	-3

Dívida líquida do Grupo EDP	15.135	15.923	-5%	-788
-----------------------------	--------	--------	-----	------

Linhas de Crédito em Set-17 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	75	1	75	jul-19
Linha Crédito "Revolving"	3.150	21	3.150	jun-19
Linha Crédito "Revolving"	500	16	500	fev-20
Linhas Crédito Domésticas	151	7	98	Renewable
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	100	2021
Total Linhas Crédito	3.976		3.923	

Ratings da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BBB-/Stable/A-3	Baa3/Stable/P3	BBB-/Stab/F3
Último Relatório de Rating	08-08-2017	03-04-2017	31-10-2016

Rácios de Dívida	Set-17 (3)	Dez-16
Dívida Líquida / EBITDA	4,2x	4,2x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios	3,8x	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 Ago-17, a S&P subiu a notação de rating da EDP para "BBB-" com Outlook 'Estável'. 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 foi parcialmente aplicado na aquisição de ações da EDP Renováveis. A S&P espera que as métricas de crédito da EDP melhorem após a operação, sendo que na perspectiva da Moody's as transações são consistentes com o Plano Estratégico 2016-20 da EDP, contribuindo para a redução do seu nível de endividamento.

No que se refere às principais operações de refinanciamento, em Jun-17, a EDP emitiu USD1,000MM em obrigações com cupão de 3,625% e vencimento em Jul-24. Em Jan-17 a EDP emitiu um empréstimo obrigacionista de €600M, com vencimento em Set-23 e cupão de 1,875%. As emissões de obrigações da EDP estão em linha com a política financeira da EDP de alargar o prazo média da dívida contribuindo para a melhoria das suas métricas de crédito e execução dos seus objectivos de desalavancagem financeira.

Em Set-17, a maturidade média da dívida era de 4,7 anos. O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais atingiu 72% enquanto o remanescente da dívida foi angariado essencialmente através de empréstimos bancários.

As necessidades de refinanciamento até final de 2017 ao nível da holding (EDP S.A. e EDP Finance B.V.) ascendem a €0,2MM, sendo essencialmente constituídas por empréstimos bancários. Em 2018 e 2019 as necessidades de refinanciamento ao nível da holding totalizam €0,8MM e €2,2MM, respectivamente. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €5,3MM a Set-17. Em Out-17, a EDP assinou um "Revolving Credit Facility" ("RCF") de €3.300M com maturidade a 5 anos. Este RCF vem substituir um RCF de €3.125M com maturidade a Jun-19. Assim, a posição de liquidez permite agora à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além 2019.

(1) Valor Nominal, incl. 100% da obrig. híbrida; (2) Derivados relacionados com fair-value de cobertura de dívida; (3) Com base EBITDA recorrente últimos 12 meses de €3.577M e classificação da obrig. híbrida como capital em 50% (incl juros).



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	9M17	9M16	Δ%	9M17	9M16	Δ%	9M17	9M16	Δ%
Hidroeléctrica	5,4	13,2	-59%	17,0	33,4	-49%	22,4	46,6	-52%
Nuclear	-	-	-	42,7	42,9	-1%	42,7	42,9	-1%
Carvão	10,2	8,2	24%	29,9	21,4	40%	40,1	29,6	35%
CCGT	10,5	4,7	125%	22,3	15,5	44%	32,8	20,1	63%
(-) Bombagem	(1,5)	(1,0)	54%	(2,6)	(3,9)	-33%	(4,1)	(4,9)	-16%
Regime Convencional	24,6	25,1	-2%	109,2	109,3	-0%	133,8	134,3	-0%
Eólica	8,9	9,3	-4%	34,6	38,4	-10%	43,5	47,6	-9%
Outras	6,7	7,2	-7%	36,8	34,4	7%	43,5	41,6	5%
Regime Especial	15,6	16,5	-5%	71,4	72,8	-2%	87,0	89,2	-2%
Importação/(exportação)	(3,2)	(4,6)	-31%	8,6	5,8	50%	5,5	1,2	371%
Consumo Referido à Emissão	37,0	36,9	0,2%	189,2	187,8	0,8%	226,2	224,7	0,7%
Corrigido temperatura, dias úteis			1,2%			1,0%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	9M17	9M16	Δ%	9M17	9M16	Δ%	9M17	9M16	Δ%
Procura convencional	31,4	29,9	5%	197,2	188,7	4%	228,6	218,6	5%
Procura para produção electricidade	21,5	9,7	121%	50,3	37,8	33%	71,9	47,5	51%
Procura Total	53,0	39,7	34%	247,5	226,5	9%	300,5	266,1	13%

A procura de electricidade na P. Ibérica cresceu 0,7% nos 9M17. Em Espanha (84% da procura total na P. Ibérica), a procura ajustada de temperatura e dias úteis cresceu 1,0% em termos homólogos. Em Portugal (16% do total) a procura ajustada de temperatura e dias úteis cresceu 1,2% nos 9M17 vs. 9M16, demonstrando uma clara recuperação da actividade industrial.

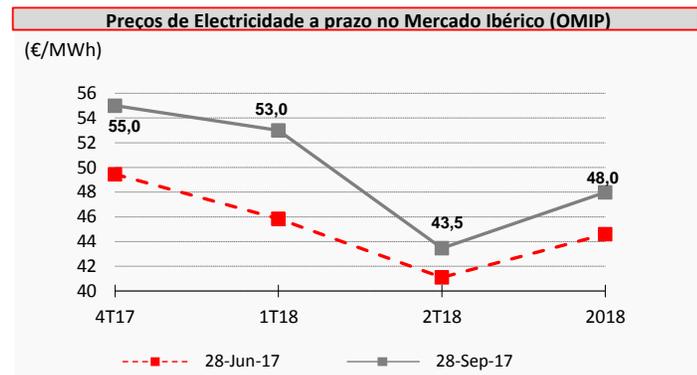
A capacidade instalada na P. Ibérica cresceu 0,5GW em termos homólogos, para 119GW, suportada pelo comissionamento das centrais de Venda Nova III (756MW quase exclusivamente de bombagem) e Foz Tua (263 MW com bombagem), pela adição de nova capacidade eólica (0,3GW) e por uma redução da capacidade instalada em cogeração (-0,2GW).

A procura residual térmica (PRT) aumentou 47% em termos homólogos (+23TWh) nos 9M17 (+16% no 3T17 vs. 3T16), impulsionada por um tempo muito seco, especialmente quando comparado com o tempo muito húmido nos 9M16: hidráulica ficou 43% aquém da média histórica nos 9M17, comparado com um prémio de 66% e 30% nos 9M16, em Portugal e Espanha, respectivamente. Como resultado, a produção nas centrais hídricas líquida de bombagem nos 9M17 desceu 52% vs. 9M16 (-23TWh). Destaque também para a redução de produção em regime especial (-2,2TWh, suportada por uma quebra de 4,1TWh na produção eólica, decorrente da normalização de eolicidade), e para o aumento da procura (1,5TWh), cujo impacto foi compensado pelo aumento de importações líquidas (+4,3TWh face aos 9M16, particularmente concentrados no 2T17 e 3T17). O acréscimo de PRT na P. Ibérica foi satisfeita pelo aumento da produção em CCGTs (+13TWh em termos homólogos; +58% no 3T17 vs. 3T16) e a carvão (+10TWh em termos homólogos; -10% no 3T17 vs. 3T16), cujos factores médios de utilização aumentaram 7pp e 14pp em termos homólogos, para 17% e 54%, respectivamente.

O preço médio à vista em Espanha subiu 48% em termos homólogos, para €50/MWh, reflexo do impacto combinado de condições atmosféricas desfavoráveis, custo de produção mais alto das tecnologias marginais, aumento do custo de combustíveis na geração térmica (em particular do preço do carvão); e, no 1T17, de baixas temperaturas na Europa e constrangimentos em centrais nucleares em França. O preço médio de CO₂ permaneceu estável nos 9M17 em €5,3/ton (+30% no 3T17 vs. 3T16). O preço médio final de electricidade em Espanha subiu 37% face aos 9M16, para 58€/MWh nos 9M17, 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% nos 9M17, suportado pelo reforço de produção de electricidade a partir de CCGTs: o consumo de gás para produção de electricidade (24% do total na P. Ibérica) subiu 51% nos 9M17, com especial contributo de Portugal. Nos 9M17, a procura convencional representou 76% do consumo total de gás na P. Ibérica, com um crescimento de 5% em termos homólogos.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	9M17	9M16	Δ%
Hídrica	24,5	23,5	4%
Nuclear	7,0	7,0	-
Carvão	11,3	11,3	0%
CCGT	28,8	28,8	0%
Regime Convencional	71,5	70,6	1%
Eólica	28,5	28,2	1%
PRE's (outras)	19,4	20,2	-4%
Regime Especial	47,9	48,4	-1%
Total	119,4	118,9	0%



Factores Chave (1)	9M17	9M16	Δ%
Coef. hidráulica (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,57	1,66	-66%
Espanha	0,60	1,30	-54%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,01	1,09	-7%
Preço de elect. à vista, €/MWh			
Portugal	50	34	49%
Espanha	50	34	48%
Preço final elect. à vista, €/MWh (2)			
Espanha	58	42	37%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton	5,3	5,3	0%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/ton	81	51	59%
Preço Mibgas (€/MWh)	20	15	29%
Gás NBP, €/MWh	17	13	27%
Brent, USD/Barril	52	42	24%
EUR/USD	1,11	1,12	0%

Produção e Comercialização no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	973	1.335	-27%	-362
OPEX (1)	337	310	8%	+26
Outros custos operacionais (liq.)	118	169	-30%	-51
Custos Operacionais Líquidos	455	480	-5%	-25
EBITDA	518	856	-39%	-337
Provisões	(1)	(24)	-98%	+24
Amortizações e imparidades	286	268	6%	+17
EBIT	233	612	-62%	-379

Margem Bruta Electricidade (€ M)	9M17	9M16	Δ%	Δ Abs.
Fontes & Destinos Electricidade	720	1.035	-30%	-315
Volume Total (TWh)	53	57	-7%	-3,7
Margem Unitária (€/MWh)	13,6	18,2	-26%	-4,7
Antes de Coberturas (€/MWh)	12,5	19,6	-36%	-7,1
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (2)	1,1	(1,4)	-	+2,4
Outros	253	302	-16%	-49,5
Produção e Comercial. electricidade (Detalhe pág. 12)	259	266	-3%	-7,1
Trading de Gás, Outros e Ajustamentos	(6)	36	-	-42,4
Total	973	1.335	-27%	-362

Fontes & Destinos Electricidade	9M17	9M16	Δ%	9M17	9M16	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (3)		
Produção própria (4)	25.074	27.149	-8%	33	17	95%
Compras	28.053	29.685	-5%	57	41	37%
Fontes de Electricidade	53.127	56.834	-7%	46	30	53%
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (5)		
Perdas na Rede	2.656	2.143	24%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais	25.397	27.542	-8%	63	62	2%
Mercado Grossista	25.074	27.149	-8%	59	40	47%
Destinos de Electricidade	53.127	56.834	-7%	58	49	18%
Destinos de Gás (TWh)	9M17	9M16	Δ%	Δ Abs.		
Consumo em centrais térmicas EDP	10,7	5,0	113%	+5,7		
Vendido no mercado grossista	6,5	25,1	-74%	-18,6		
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	8,6	7,1	21%	+1,5		
Total	25,8	37,3	-31%	-11,5		

A partir de Jul-17, a capacidade sob CAE/CMEC (2,7GW de hídrica, 1,2GW de carvão) está exposta ao risco hídrico e de mercado. A proporção de capacidade instalada com remuneração contratada confina-se então a capacidade mini-hídrica, cogeração e resíduos (essencialmente remunerada através de tarifas 'feed in'). Consequentemente, desde 1-Jan-17, a EDP reporta conjuntamente toda a Produção & Comercialização na Península Ibérica (2016 re-expresso em conformidade).

O EBITDA da Produção e Comercialização desceu 39% em termos homólogos, para €518M nos 9M17, impactado por um tempo excepcionalmente seco e preços spot elevados (em especial no 1T17), que compararam muito desfavoravelmente com 9M16 muito chuvosos e com baixos preços (em especial no 2T16). Como resultado, os elevados resultados com a gestão de energia desapareceram e as margens de comercialização foram particularmente afectadas, designadamente no 1T17. Em detalhe, a queda do EBITDA nos 9M17 vs. 9M16 resultou de: (i) um mix de geração mais caro (€33/MWh vs €17/MWh nos 9M16), resultante da substituição de produção hídrica (peso de 27% no mix de geração nos 9M17 vs. 52% nos 9M16) por produção a carvão e em CCGTs; (ii) redução de resultados com gestão de energia e de margem na comercialização, decorrentes de preços spot elevados e do custo superior de desvios de consumo na comercialização (em especial no Jan-17); (iii) queda de 41% na margem bruta do regime especial, para €33M nos 9M17, reflexo do impacto do tempo seco na produção das centrais mini-hídricas; e iv) aumento dos custos regulatórios na P. Ibérica de €35M face aos 9M16, para €138M nos 9M17, particularmente influenciados por custos superiores com a tarifa social em Portugal e impostos sobre a geração em Espanha. Note-se que o desvio da margem bruta em CAE/CMEC face à referência CMEC ascendeu a €111M no 1S17, deixando de verificar-se no 3T17.

A margem bruta no negócio de electricidade caiu 27%, para €973M nos 9M17, suportada pela redução do volume total vendido (-7% vs. 9M16) e diminuição da margem média unitária (de €18/MWh nos 9M16 para €14/MWh nos 9M17).

Volumes: O volume vendido recuou 7% face aos 9M16, para 53TWh nos 9M17, reflexo da descida da electricidade vendida a clientes finais (-8%), suportada pelo segmento industrial, e no mercado grossista (-8%), essencialmente suportado por serviços de sistema. A produção própria caiu 8% em resultado da menor produção em centrais hídricas, enquanto as compras de electricidade recuaram 5% em termos homólogos.

Margens ⁽²⁾⁽³⁾: A margem média antes de coberturas desceu de €20/MWh nos 9M16, para €13/MWh nos 9M17, por força de um mix de produção mais caro e do preço spot médio mais elevado. O custo médio da electricidade vendida subiu 53%, para €46/MWh nos 9M17, impulsionado pela substituição de produção hídrica (-59% em termos homólogos, com maior actividade de bombagem) por produção a carvão e em CCGT; e ainda pelo aumento do custo médio de electricidade comprada (ainda que crescendo abaixo do preço spot). O preço médio da electricidade vendida aumentou 18% nos 9M17, em resultado do preço médio mais alto implícito nas vendas em mercado grossistas (+47%) e de um preço médio de venda a clientes 2% mais alto, em termos homólogos.

Os custos operacionais líquidos ascenderam a €455M nos 9M17 (-6% vs. 9M16), reflectindo custos regulatórios estáveis em termos homólogos ao nível dos custos operacionais (uma que vez a parte mais significativa do crescimento deve-se a custos superiores com tarifa social em Portugal).

O nosso abastecimento de gás em 2017 baseia-se num portfólio de 3,1bcm/ano afecto a contratos de LP. Nos 9M17, o volume de gás utilizado caiu 31% vs. 9M16, em resultado da descida das vendas em mercado grossista (-74%), do crescimento do factor de utilização das CCGTs (que se traduziu num acréscimo de 113% do gás consumido) e de uma subida de 21% em termos homólogos do volume de gás vendido a clientes finais, essencialmente suportado por Espanha.

A EDP está a adaptar a sua estratégia de cobertura às actuais condições de mercado, fazendo uso da flexibilidade proporcionada pela gestão integrada de operações de electricidade e gás no mercado ibérico. Neste sentido, a EDP fechou vendas de electricidade a clientes finais num total de 36TWh para 2017 (excluindo vendas com preço indexado ao preço da pool). Para 2018, a EDP tem vendas contratadas de electricidade e vendas anualizadas de electricidade no segmento residencial que totalizam um volume de 21TWh, com um preço médio de cerca de €55/MWh. Em paralelo, a EDP mantém flexibilidade ao nível do procurement de gás para acomodar a volatilidade no perfil de utilização das CCGTs.

(1) OPEX = Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal; (2) Inclui resultados de cobertura de electricidade; (3) Inclui custos com combustíveis, custos com CO2, resultados de coberturas, custos de sistema;

(4) Exclui produção em mini-hídricas, cogeração e resíduos; (5) Inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso, serviços de sistema.

Produção de Electricidade no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	9M17	9M16	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	758	1.077	-30%	-320
OPEX (1)	181	167	9%	+15
Outros custos operacionais (liq.)	78	128	-39%	-51
Custos Operacionais Líquidos	259	295	-12%	-36
EBITDA	499	782	-36%	-284
Provisões	(0)	1	-	-1
Amortizações e imparidades	276	261	6%	+15
EBIT	224	520	-57%	-297

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 reporta os resultados das áreas de Produção Contratada de Longo Prazo e de Actividades Liberalizadas na Península Ibérica conjuntamente (2016 re-expresso). Ainda que a capacidade sob CAE/CMEC (2,7GW de capacidade hídrica, 1,2GW de capacidade a carvão) não estivesse exposta a risco de mercado e hídrico até Jun-17 (o desvio da margem bruta em mercado face à referência CMEC ascendeu a €111M no 1S17), as centrais são despachadas em mercado, em função da ordem de mérito. O **portfólio de geração na Península Ibérica** integra um total de 13,7GW, dos quais 52% corresponde a centrais hídricas, 27% a CCGTs, 18% a centrais a carvão (86% da qual com investimentos ambientais DeNOx já instalados), 2% a centrais mini-hídricas, a cogeração e resíduos; e 1% em nuclear. Nos últimos 12 meses, a capacidade instalada cresceu 8%, reflexo do comissionamento da repotenciação Venda Nova III (756MW) e do arranque de produção em Foz Tua (263MW), ambas com capacidade de bombagem.

Dados-chave	9M17	9M16	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	25.461	27.875	-9%	-2.414
CCGT	5.934	2.926	103%	+3.008
Carvão	12.517	9.322	34%	+3.195
Hidroeléctrica	5.728	14.004	-59%	-8.275
Nuclear	895	898	-0%	-3
Mini-hídricas, Cog. e Resíduos	387	726	-47%	(339)
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	33	17	95%	+16,2
CCGT	52	54	-3%	-1,6
Carvão	34	28	22%	+6,1
Hidroeléctrica	16	3	472%	+13,5
Nuclear	5	5	-12%	-0,6
Factores de Utilização (%)				
CCGT	24%	12%	-	12p.p.
Carvão	79%	59%	-	20p.p.
Hidroeléctrica	12%	34%	-	-20p.p.
Nuclear	88%	88%	-	0p.p.
Empregados (#)	1.619	1.641	-1%	-22
Investimento Operacional (€M)	90	208	-57%	-118
Expansão	53	134	-60%	-80
Manutenção	36	74	-51%	-38

A **produção** nos 9M17 (incluindo mini-hídricas, cogeração e resíduos) caiu 9% (-2,4TWh vs. 9M16), para 25,5TWh, fortemente impactada por: (i) uma hidraulicidade 43% abaixo da média histórica, que levou a uma queda de 59% na produção hídrica (-8,3TWh em termos homólogos, dos quais 3,5TWh relacionados com centrais sob o regime CMEC até Jun-17 e sem impacto nos resultados). Esta redução foi parcialmente compensado por: i) acréscimo em 103% da produção em CCGT (+3,0TWh vs. 9M16; +48% no 3T17 vs. 3T16), cujo factor de utilização aumentou 12pp em termos homólogos, para 24% nos 9M17; e ii) uma subida de 34% na produção a carvão (+3,2TWh vs. 9M17, +8% no 3T17 vs. 3T16), cujo o factor de utilização aumentou 20pp em termos homólogos, para 79% nos 9M17.

O **custo médio de produção** subiu 95% em termos homólogos para €33/MWh nos 9M17, reflectindo: (i) o menor peso de produção hídrica (23% da produção total nos 9M17 vs. 52% nos 9M16), combinado com uma actividade de bombagem mais intensa (à luz dos recursos hídricos mais escassos); e (ii) produção a carvão mais cara (+22% face aos 9M16), devido à subida do preço do carvão. Por sua vez, o custo médio de produção em CCGT diminuiu 3%, reflectindo essencialmente uma maior diluição do custo fixo do gás.

A **margem bruta da Produção na P. Ibérica** caiu 30% face aos 9M16, para €758M nos 9M17, impactada por: (i) queda de produção própria e aumento do custo médio de produção; e (ii) menor margem bruta das centrais mini-hídricas, cogeração e resíduos (-41%), justificada pelo impacto do tempo seco na produção de mini-hídricas, em especial quando comparado com condições excepcionais no período homólogo.

Os **custos operacionais liq.** ascenderam a €259M nos 9M17 (-12% face aos 9M16). O aumento do OPEX é essencialmente devido a: i) crescimento de 8% na capacidade instalada; ii) mais horas de produção nas centrais térmicas; e iii) alteração na alocação intragrupo de custos com pessoal e benefícios sociais dos centros corporativos (sobretudo em Espanha).

Os **custos regulatórios** aumentaram 34% vs. 9M16, para €138M nos 9M17, fortemente impactados pelo aumento dos custos com tarifa social para €58M nos 9M17 (+€39M nos 9M17 vs. 9M16, ao nível da margem bruta). Adicionalmente, ao nível do EBITDA, os custos regulatórios reflectem impostos sobre a geração em Espanha e custos com clawback em Portugal, que totalizaram €81M nos 9M17. Importa ainda referir que abaixo do EBITDA, os activos de geração em regime ordinário em Portugal estão ainda sujeitos à contribuição extraordinária sobre o sector da energia, correspondente a €40M nos 9M17.

A 13-Out-17, a ERSE publicou a sua proposta para as tarifas de electricidade em 2018, incluindo a título provisional um montante para o ajustamento final do CMEC de €154M (a ser recuperado entre 2018 e 2027). No seguimento deste anúncio e, não vislumbrando as razões para a discrepância deste valor face aos €256M apurados pelo Grupo de trabalho técnico EDP/REN, a EDP solicitou à ERSE informação sobre este facto. É de salientar ainda que, a 24-Out-17, o Governo Português, através do Despacho 9371/2017, anulou os números 11 e 12 do Despacho 11566-A/2015 e solicitou à ERSE a reversão para o sistema eléctrico dos valores relativos aos anos 2016 e 2017 decorrentes da aplicação do DL nº974/2013. A EDP aguarda informação quanto aos fundamentos e critérios utilizados para esta reversão, assim como informação quanto ao novo enquadramento a dar ao regime constante do Decreto-Lei nº 74/2013.

Outros detalhes adicionais (€ M)	9M17	9M16	Δ%	Δ Abs.
Ao nível da margem bruta:				
Garantia de potência	38	39	-2%	-1
Revisibilidade CMEC	111	96	16%	+15
Mini-hídricas, cog. & resíduos	33	55	-41%	-22
Ao nível da EBITDA:				
Custos regulatórios (3)	138	104	34%	+35

O **investimento operacional** caiu €118M face aos 9M16, para €90M nos 9M17, suportado pela redução do investimento operacional de expansão em nova capacidade hídrica em Portugal, no seguimento do início de exploração de Venda Nova III e Foz-Tua. Note-se que o investimento nos 9M17 inclui ainda €53M dedicado a projectos de expansão, essencialmente dedicado a nova capacidade hídrica em Portugal e à execução de investimentos ambientais em DeNOx, em Espanha. Refira-se ainda que, o aumento de 51% em termos homólogos no investimento operacional de manutenção reflecte trabalhos de manutenção adicionais na central Aboño 2 nos 9M16, na sequência da paragem programada para realização dos investimentos de DeNox.

(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



	9M17	9M16	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	224	225	0%	-1
OPEX (1)	161	147	9%	+13
Outros custos operacionais (liq.)	38	40	-5%	-2
Custos Operacionais Líquidos	198	187	6%	+11
EBITDA	26	38	-32%	-12
Provisões	(0)	(25)	-99%	+25
Amortizações e imparidades	10	7	40%	+3
EBIT	16	56	-72%	-40

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 Set-17, o portfolio da EDP contava com 5,3M de clientes de electricidade, sobretudo no segmento residencial e PME. Nos últimos 12 meses, o portfolio de clientes cresceu 5%: +4% em Portugal e +6% em Espanha. Em Portugal, o processo de liberalização começa a abrandar, uma vez que maior parte dos clientes já está no mercado livre: 92% a Mai-17, 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 30% em Set-17 (vs. 29% em Set-16), compreendendo diferentes estágios de evolução na P. Ibérica: (i) em Portugal, a oferta dual aumentou 7% face aos 9M16, para 16%; e (ii) em Espanha, a percentagem com oferta dual ascendeu a 79%, registando uma redução de 3pb vs. 9M16. Adicionalmente, na P. Ibérica, a taxa de penetração de contratos de serviços subiu 17% face ao período homólogo, para 17% a Set-17.

Dados-chave	9M17	9M16	Δ%	Δ Abs.
Carteira de Clientes (mil)				
Electricidade	5.252	5.025	5%	+226
Portugal	4.135	3.969	4%	+166
Espanha	1.116	1.056	6%	+60
Gas	1.513	1.423	6%	+91
Portugal	644	575	12%	+69
Espanha	869	847	3%	+22
Taxa de penetração Dual Fuel (%)	30%	29%	1%	+0
Outros Serviços				
Rácio de Serviços por contracto (%)	17%	14%	17%	2p.p.
Volume de electricidade vendido (GWh)	24.170	26.314	-8%	-2.144
Segmento residencial	9.438	9.265	2%	+173
Segmento Industrial	14.731	17.049	-14%	-2.318
Volume de gás vendido (GWh)	8.631	7.581	14%	+1.050
Segmento residencial	4.212	3.787	11%	+425
Segmento Industrial	4.420	3.794	16%	+626
Facturação electrónica (%)	29%	25%	17%	4p.p.
Reclamações por 1000 contractos (#)	20	21	-5%	-1
Empregados (#)	520	365	42%	+155
OPEX por cliente (2) (€)	24	23	4%	+1
EBITDA por cliente (2) (€)	4	6	-35%	-2
Investimento Operacional (€ M)	12	9	29%	+3

O **volume de electricidade** vendido na P. Ibérica caiu 8% vs. 9M16, para 24,2TWh nos 9M17, reflexo de critérios comerciais mais selectivos, e de uma maior quota de clientes residenciais e PME.

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização na P. Ibérica** manteve-se estável nos 9M16, reflexo do impacto misto de: i) preços spot mais elevados implícitos nos desvios face ao consumo previsto, nomeadamente em Jan-17; ii) maior margem bruta auferida, em resultado do aumento da taxa de penetração de contratos de serviços e de oferta combinada de electricidade e gás.

Os **custos operacionais líquidos** cresceram 6% face aos 9M16, para €198M nos 9M17, 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: as facturas electrónicas representam 29% do total, em Set-17, um aumento de 4pp face a Set-16; o número de reclamações por cada 1000 contratos baixou 5% em termos homólogos.

(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)			
	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.179	1.068	10%	+111
OPEX (1)	308	290	6%	+18
Outros custos operac. (líq.)	(120)	(69)	73%	-51
Custos Operacionais Líq.	189	221	-15%	-33
EBITDA	991	847	17%	+144
Provisões	0	(0)	-185%	+0
Amortizações e imparidades	385	443	-13%	-58
EBIT	606	404	50%	+202
Resultados financeiros	(224)	(259)	-13%	+35
Resultados em associadas	2	(2)	-	+4
Resultados Antes de Impostos	384	143	168%	+241
Investim. Operac. (€ M) (2)	715	583	23%	+132
Europa (3)	84	73	16%	+12
América do Norte	480	464	4%	+17
Brasil	150	46	226%	+104
Outros & Ajustam.	-	-	-	-

Dados Gerais	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Capacid. Instalada (MW)	10.321	9.379	10%	+942
Europa	5.057	4.942	2%	+114
América do Norte	5.060	4.233	20%	+827
Brasil	204	204	0%	-
Electric. Produzida (GWh)	19.817	18.054	10%	+1763
Factor méd. utilização (%)	30%	29%	-	+1
Preço méd. venda (€/MWh)	60,6	60,2	1%	+
Core Opex/MW Méd (€mil) (4)	30,7	31,3	-2%	-1
Empregados (#)	1.206	1.061	14%	+145
EBITDA (€ M)	991	847	17%	+144
Europa (3)	536	497	8%	+39
América do Norte	437	354	24%	+84
Brasil	31	16	98%	+15
Outros & Ajustam.	(14)	(19)	-30%	+6
EBIT (€ M)	606	404	50%	+202
Europa (3)	354	275	29%	+79
América do Norte	244	140	74%	+104
Brasil	24	10	128%	+13
Outros & Ajustam.	(16)	(21)	-27%	+6

Dados da Acção	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	7,20	7,15	1%	0,1
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	82,6%	77,5%	5p.p.	5

Dados Dem. Posição Financeira (€M)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Investim. Financeiros, Act. detidos para ven	317	328	-4%	-12
Dívida Líquida	2.999	3.396	-12%	-397
Empréstimos bancários e outros (Liq.)	591	632	-6%	-41
Dívida c/ empresas EDP (Liq.)	2.408	2.782	-13%	-375
Interesses não controláveis	1.475	1.251	18%	+224
Passivo líq. Parc. invest. Instituc. (5)	1.131	1.105	2%	+26
Valor Contabilístico	6.334	6.067	4%	+267
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,18	1,12	-5%	0,06

Resultados Financeiros (€ M)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(104)	(134)	22%	+30
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(69)	(68)	-2%	-2
Custos capitalizados	10	18	-45%	-8
Diferenças Cambiais e Derivados	(3)	5	-	-8
Outros	(57)	(80)	-	+23
Resultados Financeiros	(224)	(259)	13%	+35

A EDP Renováveis (EDPR) detém, opera e desenvolve a capacidade eólica e solar do Grupo EDP. A Set-17, a EDPR operava 10.652MW (+917MW no 9M17 vs. 9M16), 331MW dos quais consolidados por equivalência patrimonial. O EBITDA da EDPR deriva maioritariamente de capacidade com CAEs contratados ou tarifas garantidas e está geograficamente disperso: 53% na Europa, 44% na América do Norte e 3% no Brasil.

O **EBITDA da EDPR subiu 17% (+€144M), para €991M nos 9M17**, impactado pelo aumento da capacidade média em operação (8%) e pelo maior factor médio de utilização (+1p.p.). A **evolução do EBITDA** reflecte ainda um ligeiro aumento do preço médio, para €60.6MWh (vs. €60.2MWh), suportado pelo *forex* e preços mais altos na Península Ibérica e Brasil, e melhorias nas métricas de Core Opex/MW (-2% face ao 9M16).

A **produção** cresceu 10% vs. 9M16, para 19,8TWh nos 9M17, suportada pelo aumento da capacidade média em operação, e ainda pelo maior **factor médio de utilização** (+1p.p.). Segundo os indicadores do P50, os recursos eólicos que afectam o grupo estiveram em linha com a média histórica (99% do P50), e os factores de utilização nos EUA, Brasil, Roménia e Polónia contribuíram significativamente para a melhoria da média (+1p.p. nos 9M17 vs. 9M16).

Os **custos operacionais** (Opex) aumentaram 6% face aos 9M16 (+€18M), reflectindo o aumento do número de colaboradores (1.206 colaboradores nos 9M17 vs. 1.061 nos 9M16) e de outros serviços, ambos resultantes do crescimento do portfólio e reflectindo o impacto cambial. Os custos operacionais em função dos MWs médios situaram-se nos €31K/MW médio (-2% no 9M17 vs. 9M16), após melhorias de eficiência. **Outros custos operacionais (líquidos)** foram negativos em €120M, de €69M nos 9M16, +73% em termos homólogos, que resultam do ganho de €29M proveniente da venda de 23% (e perda de controlo do projeto offshore no Reino Unido), um maior rendimento com parcerias institucionais, e de outros custos, como a antecipação do pagamento de taxas nos EUA e os 7% de imposto sobre as receitas da geração em Espanha.

O **EBIT** aumentou 50% face aos 9M16, para €606M nos 9M17, impulsionado pelo maior resultado operacional, mas também pela redução das **amortizações** (-13%, -€58M vs. 9M16). A extensão da vida útil dos activos eólicos de 25 para 30 anos (+€93M, nos 9M17) mais do que mitigou o efeito da maior capacidade em operação.

O **investimento operacional** totalizou €714M nos 9M17 (+23% vs. 9M16): 67% do total foi alocado aos Estados Unidos, a principal região driver de crescimento da EDPR 2016-2020, 12% à Europa e 21% ao Brasil.

A **dívida líquida da EDPR a Set-17 ascendeu a €3,0MM (vs. €2,8MM em Dez-16), +€0,2MM** reflectindo: i) a entrada do parque eólico no México no perímetro de consolidação +€0,2MM ii) alienação de participações minoritárias à CTG (ENEOP) -€0,3MM; iii) impacto cambial -€0,1MM; iv) ganhos provenientes de parcerias institucionais -€0,1MM; v) fluxo de caixa operacional -€0,7MM, vi) investimentos *cash* +€0,8MM, vii) o pagamento a investidores institucionais e viii) outros. Os **passivos relativos a parcerias institucionais** ascenderam a €1.131M em Set-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 €224M nos 9M17 totalizando €1.475M (vs. 9M16), resultado das participações minoritárias em activos na América do Norte (c.58%), na Europa (c.37%) e no Brasil (c.5%).

Os **custos financeiros líquidos** resultaram em €224M no 9M17, (-13% vs. 9M16). As **outras despesas financeiras diminuiram** -€23M em termos homólogos, em consequência dos -€22M contabilizados nos 9M16 respeitantes ao cancelamento antecipado e optimização de alguns *project finance*. Os **juros líquidos pagos** caíram 22% face aos 9M16, devido ao menor custo médio da dívida (4,0% nos 9M17 vs. 4,4% nos 9M16) e da sua redução em termos homólogos.

(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	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD - Taxa média do período	1,11	1,12	0%	-0,00
Capacidade instalada (MW)	5.060	4.233	20%	+827
CAE/Coberturas/Tarifa	4.376	3.489	25%	+886
Mercado	684	744	-8%	-59
Factor médio de utilização (%)	34%	33%	-	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	10.739	9.033	19%	+1.706
CAE/Coberturas/Tarifa	9.266	7.496	24%	+1.770
Mercado	1.473	1.537	-4%	-64
Preço médio de venda (USD/MWh)	47,1	46,9	0%	+0,2
CAE/Coberturas/Tarifa	48,5	48,9	-1%	-0,5
Mercado	34,1	34,9	-2%	-1
Margem Bruta Ajustada (USD M)	673	566	19%	+107
Margem Bruta (USD M)	488	407	20%	+81
Receitas PTC & Outras (USD M)	185	159	17%	+26
EBITDA (USD M)	487	395	23%	+92
EBIT (USD M)	272	157	73%	+115
Capacidade instalada (MW Equity)	179	179	0%	-
Inv. Operacional Líquido (USD M)	535	517	3%	+18
Inv. Operacional Bruto	535	517	3%	+18
"Cash grant" recebido	-	-	-	-
Capacidade em construção (MW)	303	629	-52%	-326

Brazil	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Euro/Real - Taxa média do período	3,53	3,96	12%	-0,42
Capacidade instalada (MW)	204	204	-	-
Factor médio de utilização (%)	42%	30%	-	12 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	564	440	28%	+124
Preço médio de venda (R\$/MWh)	269	225	19%	+44
Margem Bruta (R\$ M)	141	91	55%	+50
EBITDA (R\$ M)	110	62	77%	+48
EBIT (R\$ M)	84	41	104%	+43
Investimento operacional (R\$ M)	531	167	219%	+364
Capacidade em construção (MW)	263	127	108%	+137

Na **América do Norte**, a capacidade instalada ascendeu a 5.060MW a Set-17, dos quais: 4.831MW nos EUA, 200MW México e 30MW no Canadá. A nova capacidade adicionada nos últimos 12 meses (+827MW) concentrou-se nos EUA (+627MW) e no México (os primeiros 200MWs em operação).

Da capacidade total instalada, 4,4GW (86%) está sob contratos de remuneração de longo prazo (CAE/Cobertura). Adicionalmente, a EDPR detém posições de capital noutros projectos eólicos, com uma capacidade equivalente de 179MW.

O **EBITDA aumentou 23% (+USD92M), para USD487M nos 9M17**, suportado pelo: (i) aumento da produção (+19% para 10,7GWh) com o aumento da capacidade instalada nos últimos 12 meses; (ii) aumento do **factor médio de utilização** para 34% nos 9M17 (+1p.p. vs. 9M16) e (iii) o **preço médio de venda** estável nos USD47/MWh. A **eolicidade** registada foi mais forte em termos homólogos, particularmente na região centro +2p.p., onde a EDPR tem ~90% da capacidade de produção nos EUA. O **preço médio de venda** reflectiu o actual mix de factores de utilização vs preços.

Rendimento de parcerias institucionais cresceu para USD185M (+USD26M vs. 9M16), que reflecte as novas estruturas de financiamento e os resultados provenientes dos créditos fiscais de produção, aliado à revisão em alta do respetivo preço para USD24/MWh.

A EDPR estabeleceu uma nova parceria institucional em julho de 2017, no âmbito de uma **estrutura de financiamento com parceiros institucionais** que respeita à venda de interesses em créditos fiscais de alguns parques eólicos nos EUA, por USD370M, e que cobrem um total de 297MWs, e ainda outra parceria assinada em Out-17 respeitantes a USD69M. Antes disso a EDPR tinha assinado no 4T16: (i) o financiamento de uma parceria institucional de USD343M, 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 101MW no projecto Amazon Wind Farm (Timber Road III).

No **Canadá**, o preço médio de venda de USD111/MWh é mais alto, reflectindo o câmbio (CAD/USD).

No **México**, a EDPR tem um acordo de fornecimento bilateral de energia. O **factor médio de utilização** foi de 41% e o **preço médio de venda** de USD58/MWh.

A nova **capacidade eólica em construção** na América do Norte respeita a 303MW, nos EUA: 98MW Quilt Block (Wisconsin); 78MW Arkwright (Nova Iorque); 66MW Hog Creek (Ohio); e 60MW relativo a 3 projetos de energia solar FV no estado da Carolina do Sul.

O **EBITDA da EDPR no Brasil aumentou 77% face aos 9M16, para R\$110M nos 9M17**. A evolução do EBITDA reflecte o aumento de 12p.p. no factor médio de utilização, para 42% nos 9M17, vs. 30% nos 9M16 (o factor médio de produção de 55% no 3T17); e o preço médio de venda mais elevado (+19%), de R\$269/MWh em 9M17, face a R\$225/MWh em 9M16 que reflecte o impacto positivo da redução temporária nos volumes de CAEs e beneficiando de preços de mercado mais altos no Brasil.

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, 84MW estão sob o programa de incentivos para o desenvolvimento de energia renovável (PROINFA) e 120MW são remunerados com preço do CAE. A Set-17 a EDPR tinha 263MW **em construção**: o projecto eólico JAU & Aventura (+99MW e +28MW) com CAE de 20 anos e início de operação previsto para 2017, e Babilônia (+137MW), 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

EDP Renováveis: Espanha & Portugal



Espanha	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.244	2.194	2%	+50
Factor médio de utilização (%)	26%	28%	-	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	3.730	3.982	-6%	-251
Prod. c/capac. complement (GWh)	3.431	3.668		
Produção Standard (GWh)	2.954	2.955		
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	477	713		
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	300	314		
Preço médio de venda (€/MWh)	76,3	69,2	10%	+7
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	48	30	60%	+18
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	-6,7	16,0		
Complemento (€M)	129	113,5		
Ganhos/(perdas) de cobertura (€M)	-17,0	27,8		
Margem Bruta (€ M) (1)	301	248	21%	+53
EBITDA (€ M) (1)	192	184	4%	+8
EBIT (€ M) (1)	113	84	35%	+29
Capacidade instalada (MW Equity)	152	177	-14%	-25
Investimento operacional (€ M)	35	3	968%	+32
Capacidade em construção (MW)	68	-	-	+68

Portugal	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.253	1.251	0%	+3
Factor médio de utilização (%)	27%	28%	-5%	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	2.208	2.317	-5%	-108
Preço médio de venda (€/MWh)	92,9	91,6	1%	+1
Margem Bruta (€ M)	205	212	-4%	-8
EBITDA (€ M)	168	177	-5%	-9
EBIT (€ M)	127	127	0%	+0
Capacidade instalada (MW Equity)	-	-	-	-
Investimento Operacional (€ M)	11	26	-58%	-15
Capacidade em Construção (MW)	-	-	-	-

Em Espanha, a capacidade instalada da EDPR aumentou em +50MW para 2.244MW em 9M17 (MW EBITDA), devido à aquisição de participação em 50% de um parque eólico em Espanha que já estava previamente contabilizada, à qual acresceram 152MW, correspondentes à posição minoritária da EDPR noutros projectos eólicos (consolidados pelo método de equivalência patrimonial).

O EBITDA da EDPR em Espanha aumentou 4% vs. 9M16 para €192M nos 9M17, essencialmente impactado por maiores preços (+10% em termos homólogos) que mais do que mitigou o menor volume de electricidade produzida (-6% nos 9M17 face aos 9M16 para 3,7TWh). **O preço médio de venda** aumentou para €76/MWh (+10% vs. 9M16), reflexo de i) maior preço realizado em mercado, €48/MWh nos 9M17 vs. €30/MWh nos 9M16, impulsionado pela retoma no preço das *commodities* na Iberia, menores volumes hídricos, originando -€7M de ajustamentos regulatórios e ii) -€17M de perda oriundas dos resultados com cobertura de risco/*hedging*, mitigando parcialmente a subida dos preços da *pool*. De notar que a EDPR já tem cobertura para 0,6TWh a €45/MWh para o 4T17.

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. 92% 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 €168M nos 9M17**, -€9M face aos 9M16, fruto da diminuição de 5% da produção nos 9M17 vs. 9M16, penalizada pela queda no factor médio de utilização (-1p.p. em termos homólogos); O factor de eolicidade em Portugal esteve dentro da média histórica de longo-prazo no 9M17 (factor de eolicidade: 1,01) mas que contrasta com um factor acima da média, nso 9M16 (factor de eolicidade: 1,08). **O preço médio de venda** subiu ligeiramente +1% para os €93MWh nos 9M17 reflectindo essencialmente a indexação à inflação das *feed-in-tariff*.

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. A Jun-17 a EDPR anunciou a conclusão da operação por um montante final de €248M.



- 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
- VENTINVESTÉ: preço definido num leilão internacional e competitivo para 20 anos (ou os primeiros 44 GWh por MW)

(1) Inclui os ganhos/perdas de cobertura. (2) Preço de mercado acima dos níveis regulatórios mínimos

EDP Renováveis: Resto da Europa



Resto da Europa	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.560	1.497	4%	+62
Factor médio de utilização (%)	25%	23%	10%	2
Electricidade produzida (GWh)	2.575	2.282	13%	+293
Preço médio de venda (€/MWh)	83,1	85,3	-3%	-2
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	418	418	0%	-
Factor médio de utilização (%)	27%	21%	24%	5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	726	625	16%	+101
Preço médio de venda (PLN/MWh)	306	341	-10%	-35
EUR/PLN - Avg. Rate in period	4,27	4,36	2%	-0
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	521	521	0%	-
Factor médio de utilização (%)	28%	23%	24%	5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	960	791	21%	+169
Preço médio de venda (RON/MWh)	345	345	0%	-0
EUR/RON - Avg. Rate in period	4,55	4,49	-1%	+0
França				
Capacidade instalada (MW)	406	388	5%	+18
Factor médio de utilização (%)	21%	24%	-9%	-3
Electricidade produzida (GWh)	559	582	-4%	-23
Preço médio de venda (€/MWh)	91	90	1%	+1
Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	215	171	26%	+44
Factor médio de utilização (%)	24%	25%	-4%	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	330	284	16%	+46
Preço médio de venda (€/MWh)	117	113	3%	+3
Margem Bruta (€ M)	213	192	11%	+21
EBITDA (€ M)	177	138	29%	+40
EBIT (€ M)	117	68	72%	+49
Investimento Operacional (€ M)	38	42	-11%	-4
Capacidade em Construção (MW)	41	32	27%	+9

Nos mercados europeus fora da Península Ibérica, a EDPR totalizou uma capacidade instalada de 1.560MW, em Set-17, +62MW em termos homólogos (+44MW em Itália, e +18MW em França) e 41MW em construção: +37MW em Itália e +4MW em França.

O EBITDA da EDPR no Resto da Europa aumentou 29% nos 9M17 vs. 9M16 para €177M, reflectindo: i) o ganho de +€29M obtido com a alienação de 23% da participação no projecto Moray Offshore Windfarm no Reino Unido, e ii) o maior factor médio de utilização 25% nos 9M17 que compara com 23% nos 9M16, e a maior capacidade instalada média em operação (+3%), mitigando o ligeiro decréscimo no preço médio de venda, de -1% (83,1€/MWh nos 9M17 vs. €85,3/MWh nos 9M16).

Na Polónia, a EDPR opera 418MW de capacidade eólica. A **produção eólica** aumentou 16%, em sequência do aumento do **factor médio de utilização** de +5p.p. nos 9M17 (face aos 9M16), que mais do que compensou o decréscimo na capacidade média em operação (-4% em termos homólogos), reflectindo a desconsolidação de 50MW no 1T16. O **preço médio de venda** caiu 10% no período, para PLN306/MWh, em linha com a diminuição do preço dos certificados verdes, e da mudança da legislação que regulamenta o cálculo da taxa de substituição. De Set-17 em diante, a taxa de substituição para o não cumprimento com obrigações de certificados verdes é calculada como 125% do preço médio de mercado do certificado do ano anterior, com um limite em 300PLN.

Na Roménia, a EDPR opera 521MW: 471MW de capacidade eólica, 50MW de solar FV. A **produção** aumentou 21% face aos 9M16, para 960MWh nos 9M17 (59MWh provenientes de energia solar), resultado de um maior factor médio de utilização de 28% nos 9M17 face a 23% nos 9M16. O **preço médio de venda permaneceu estável** em termos homólogos para RON345/MWh.

Em França, a EDPR adicionou 18MW de nova capacidade, expandindo a sua capacidade instalada para 406MW, a Set-17. A **produção eólica** reduziu 4%, para 559GWh, face aos 9M16, reflexo de um menor factor médio de utilização (-3p.p.) de 21% em 9M17. A **tarifa média** manteve-se a €91/MWh, estável em termos homólogos.

Na Bélgica, os 71MW em operação registaram uma queda de 10% em termos homólogos, para 86GWh, fruto do factor médio de utilização mais baixo, -2p.p. vs. 9M16. O **preço médio de venda** desceu também para os €106/MWh (-2% nos 9M17 vs. 9M16), reflectindo a actual estrutura de preços CAEs.

Em Itália, a EDPR opera uma capacidade total de 144MW de tecnologia eólica a Set-17 (+44MW adicionados no 3T16). A **produção eólica** avançou 30% para 244GWh, reflectindo a maior capacidade média em operação +41% (que mitigou o menor factor médio de utilização -1p.p.). O **preço médio de venda** aumentou 4%, para €121/MWh em termos homólogos devido a um maior preço de mercado (em parques eólicos instalados antes de 2013).

Em Jul-17, a EDPR fechou um acordo com a ENGIE, para venda de 23% de participação no Moray Offshore Windfarm no Reino Unido, por um total de £21M. Em Set-17, foi atribuído à Moray Offshore Windfarm um contrato (CfD) para entrega de 950MW em geração eólica *offshore*, a £57,5/MWh (com base em tarifas de 2012).

- Opção de escolha de preço regulado de electricidade (PLN160,6/MWh para 3T17) 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)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.242	1.291	-4%	-49
OPEX (1)	353	355	-1%	-2
Outros custos operacionais (líquidos)	171	186	-8%	-15
Custos Operacionais Líquidos	524	542	-3%	-17
EBITDA	717	749	-4%	-32
Provisões	(2,4)	5,9	-	-8
Amortizações e imparidades	225	254	-11%	-28
EBIT	494	490	1%	+5

Capex & Opex Performance	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	312	316	-1%	-4
Custos control./cliente (€/pontos ligação)	46	46	-2%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	1.267	1.286	-1%	-19
Empregados (#)	3.512	3.788	-7%	-276
Investimento Operacional (€ M)	217	233	-7%	-16
Rede de Distribuição (Km)	247	246	0,3%	+1

Activos/Passivos Regulatórios (€ M)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	1.334	1.205	11%	+129
Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás				
Início do período	744	2.021	-63%	-1.277
Recuperações no período (3)	(788)	(2.266)	65%	+1.478
Gerado no período	1.138	1.001	14%	+136
Outros (4)	-72	114	-	-186
Fim do período	1.021	869	17%	+152

Portugal - CMEC's				
Início do período	253	216	17%	+37
(Recuperado)/Devolvido no Período	(51)	(47)	-7%	-3
Gerado no período	111	96	16%	+15
Outros	-0	-	n.m.	-0
Fim do período	313	264	19%	+49

Espanha - Déficit Tarifário				
Início do período	68	70	-3%	-2
Défices tarifários anos anteriores (5)	(68)	-	-	-68
Gerado no período	-	-	-	-
Outros (4)	-	1	-	-1
Fim do período	-	71	-	-71

As Redes Reguladas na P. Ibérica no 9M17 compreendem as actividades de distribuição de electricidade e gás, em Portugal e Espanha. Dito isto, a EDP cessou as actividades de distribuição de gás em Portugal e Espanha: i) em Espanha, a EDP concluiu a venda da Naturgas Energía Distribución ('NED') a 27-Jul-2017, por um valor total de €2,6MM; ii) em Portugal, a EDP concluiu a venda da Portgas a 4-Out-17, por um valor total de €532M.

O EBITDA das redes reguladas desceu 4% (-€32M) em termos homólogos, para €717M no 9M17, impactado por um rigoroso controlo de custos, a venda de actividade de distribuição de gás em Espanha (-€24M) e uma menor margem bruta. A **margem bruta** diminuiu 4% (-€49M) face aos 9M16, para €1.242M nos 9M17, reflexo da venda da NED, mas também da revisão regulatória do negócio de distribuição de gás em Portugal (a Jul-16) e menores ajustamentos aos rendimentos de anos anteriores, tanto na distribuição de gás em Portugal como na distribuição de electricidade em Espanha. Os **custos controláveis** no período recuaram 1% (-€2M), em termos homólogos, em virtude de i) redução do número de colaboradores e menores custos de serviço ao cliente; ii) aceleração do crescimento de pontos de consumo na distribuição (Portugal). O **investimento operacional** diminuiu 7% face aos 9M16, ascendendo a €217M nos 9M17, incluindo investimento de €21M em redes inteligentes, em Portugal.

Em Portugal, a **dívida acumulada do sistema eléctrico diminuiu €155M no 9M17 (-€113M no 3T17 apenas)**, de €5,09MM em Dez-16 para €4,94MM a Set-17. Em 13-Out-17, a ERSE divulgou a **proposta de tarifas para 2018 e termos regulatórios para o período 2018-20**, segundo o qual a dívida tarifária do sistema eléctrico português deverá diminuir €0,7MM em 2018. Com base na Portaria nº 9371/2017, a proposta e resultante declínio da dívida tarifária assume a reversão para o sistema de valores *clawback* relativos ao período de 2015 a 2017 – montantes que resultariam da aplicação do Decreto-Lei Nº 74/2013, caso este DL fosse aplicável de forma a determinar tal reversão. Note-se que tal obrigação e resultante reversão assume que a aplicação do Decreto-Lei Nº 74/2013 determinaria tal reversão.

Os **activos regulatórios na P. Ibérica da EDP** aumentaram €129M (+11%) face ao período homólogo, de €1,2MM em Set-16 para €1,3MM em Set-17, reflectindo maioritariamente um ritmo mais lento de venda de défice tarifários em Portugal, durante 9M17.

Em Portugal, o montante de activos regulatórios da actividade de distribuição e CUR, de electricidade, e de distribuição de gás aumentou de €744M em Dez-16 para €1.021M em Set-17, reflexo de: **(1)** -€574M pela venda sem recurso do direito sobre défices tarifários de 2015-17; **(2)** +€1MM de défice tarifário ex-ante para 2017, a recuperar em 5 anos e até 2021, remunerado a uma taxa anual de 1,88%; **(3)** -€218M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; **(4)** +€140M de novos desvios tarifários criados no sistema no 9M17; e **(5)** -€2M de impacto líquido na distribuição e CUR de gás. Os principais factores geradores do desvio tarifário na electricidade em Portugal no 9M17 foram: (i) +€108M, atribuíveis a receitas provenientes medidas mitigadoras abaixo do esperado (€159M) e custo médio de aquisição de electricidade na CUR superior ao esperado (€9M), parcialmente mitigados por um sobrecusto do regime especial menor que o esperado (-€59M) e outros; e (ii) +€32M, atribuíveis ao desvio tarifário a actividade de distribuição de electricidade originado por diferenças no mix de consumo.

O **montante de recebimentos futuros dos CMEC** aumentou de €253M em Dez-16 para €313M em Set-17, reflexo de: **(1)** recuperação de €51M através das tarifas no 9M17, relacionado com desvios negativos de 2015, e **(2)** €111M de desvio negativo no 9M17.

O **montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha** diminuiu de €68M em Dez-16 para zero a Set-17, no seguimento da venda da NED.

(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)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	931	931	-0%	-0
OPEX (1)	271	270	0%	+1
Rendas de concessão	191	189	1%	+2
Outros custos operacionais (líquidos)	(7)	(3)	-96%	-3
Custos Operacionais Líquidos	455	456	-0%	-1
EBITDA	475	475	0%	+0
Provisões	(2,3)	5,8	-	-8
Amortizações e imparidades	182	182	0%	+0
EBIT	296	287	3%	+8

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal permaneceu estável nos 9M17, em €475M, suportado por proveitos regulados, virtualmente inalterados.

Para o ano de 2017, o valor preliminar de proveitos regulados ascendeu a €1.199M, para a actividade de distribuição de electricidade, e €39M para a comercialização de último recurso, de acordo com as tarifas definidas pela ERSE. Os proveitos permitidos propostos para a actividade de distribuição assumiam: (i) taxa de retorno sobre a base de activos regulados de 6,48%; (ii) uma procura de electricidade de 45,2TWh em 2017 (1,4% acima da electricidade distribuída em 2016); e (iii) um deflador do PIB de 1,5%, bem como factor de eficiência de 2,5%. Note-se que a taxa de retorno final aplicável a 2017 é 6,68% (+20pb em termos homólogos), calculada com base na média diária das yields a 10 anos de Portugal, entre Out-16 e Set-17. Por sua vez, o volume de electricidade distribuída recuou 0,6% em termos homólogos, impactado negativamente pelos efeitos da temperatura, dias úteis e ajustamentos ao ano anterior: ajustado destes efeitos, a procura aumenta 1,1% nos 9M17. Como corolário, os **proveitos regulados na actividade de distribuição nos 9M17** aumentaram ligeiramente em termos homólogos (+€3M).

Margem Bruta	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	931	931	-0%	-0
Margem bruta regulada	926	927	-0%	-1
Margem bruta não-regulada	5	4	16%	+1
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	895	892	0%	+3
Electricidade distribuída (GWh)	33.219	33.412	-0,6%	-194
Pontos de ligação à rede (mil)	6.177	6.137	0,6%	+39
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	31	35	-12%	-4
Clientes fornecidos (mil)	1.251	1.468	-15%	-216
Electricidade vendida (GWh)	2.362	3.245	-27%	-882

Os **proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU)** caíram 12% (-€4M) em termos homólogos, para €31M nos 9M17, influenciados pela passagem de clientes para o mercado livre no contexto do processo de liberalização de mercado. O **volume de electricidade fornecida** pelo CUR recuou 27% vs. 9M16, para 2.362GWh nos 9M17. O número **total de clientes fornecidos** diminuiu em 216 mil (-15%) no período, para 1.251 mil em Set-17 (representando cerca de 20% do número total de clientes de electricidade), concentrando-se sobretudo no segmento residencial.

Os **custos operacionais controláveis** nos 9M17 subiram 0,6% face ao 9M16, em linha com a expansão de novos pontos de ligação no segmento da distribuição e uma menor diluição de custos fixos na actividade CUR.

O **investimento operacional** diminuiu 7% face ao período homólogo para €171M nos 9M17, incluindo €21M de investimento em redes inteligentes. Nos 9M17, o **tempo de interrupção equivalente** aumentou de 36 minutos no 9M16 para 37 minutos nos 9M17. Adicionalmente, é importante mencionar o impacto de incêndios florestais durante o verão, o que implica um aumento do OPEX e um aumento do investimento operacional para ultrapassar as consequências destes eventos.

Investimento & Custos Operac.	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	254	253	1%	+2
Custos control./cliente (€/cliente)	41,1	41,1	0%	+0
Custos control./km de rede (€/km)	1.124	1.120	0%	+4
Empregados (#)	3.141	3.265	-4%	-124
Investimento Operacional (€ M)	171	183	-7%	-12
Rede de distribuição (Km)	226	225	0%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	37	36	2%	+1

A 13-Out-17, a ERSE emitiu uma **proposta das tarifas para 2018 e de parâmetros aplicáveis ao período regulatório de 2018-20**. Para a actividade de distribuição de electricidade, a ERSE propõe o valor de proveitos regulados em €1.076M para 2018 (excluindo ajustamentos de anos anteriores), considerando: i) Para o segmento de distribuição de baixa tensão, uma taxa de retorno (RoR) preliminar de 6,00% em 2018; ii) Para os segmentos de distribuição de média e alta tensão, uma RoR de 5,75%, antes de impostos. A taxa definitiva no período 2018-20 para Média/Alta tensão deve ser definida no intervalo entre 5% e 10% (mínimo/máximo), e será definida para o ano t, com base a média diária de OTs a 10 anos de Portugal, entre Outubro do ano t-1 e Setembro do ano t. Para CUR, a ERSE propõe uma margem bruta regulada em 2018 (excluindo ajustamentos de anos anteriores) de €37M, considerando 0,2% de decréscimo médio para tarifas de electricidade de baixa tensão.

(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).

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



DR Operacional (€ M)	Electricidade Espanha				Gás Espanha				Gás Portugal				Actividade Redes Reguladas	9M17	9M16	% Δ	Abs. Δ
	9M17	9M16	% Δ	Abs. Δ	9M17	9M16	% Δ	Abs. Δ	9M17	9M16	% Δ	Abs. Δ					
Margem Bruta	148	167	-11%	-19	124	144	-14%	-20	39	49	-21%	-10	Nº Pontos Ligação (mil)				
OPEX (1)	41	46	-10%	-4	30	28	7%	2	11	12	-10%	-1	Electricidade Espanha	663	661	0%	+2
Outros custos operac. (líq.)	(10)	(2)	462%	-8	(2)	1	n.m.	-3	(1)	0	-	-1	Gás Espanha	-	924	-	-924
Custos Operac. Líquidos	31	44	-29%	-13	28	29	-4%	-1	10	12	-18%	-2	Gás Portugal	352	338	4%	+13
EBITDA	117	123	-5%	-6	97	115	-16%	-18	29	37	-22%	-8	Energia Distribuída (GWh)				
Provisões	(0)	0	-	-0	(0)	0	n.m.	-0	0	0	n.m.	0	Electricidade Espanha	6.940	6.915	0%	+25
Amortizações e imparidades	32	30	4%	1	12	30	-60%	-18	0	12	-99%	-12	Gás Espanha	17.980	19.775	-9%	-1.7k
EBIT	85	92	-8%	-7	85	85	-1%	-1	29	25	15%	4	Gás Portugal	5.326	5.271	1%	+55
Investimento operacional	22	23	-4%	-1	9	14	-33%	-4	15	14	7%	1	Rede (Km)				
Margem Bruta	148	167	-11%	-19	124	144	-14%	-20	39	49	-21%	-10	Electricidade Espanha	20.555	20.448	1%	+107
Margem Bruta Regulada	137	137	0%	0	104	126	-17%	-21	43	46	-7%	-3	Gás Espanha	-	8.032	-	-8.032
Margem Bruta não-regulada	11	30	-64%	-19	20	18	8%	2	(3)	4	-	-7	Gás Portugal	5.224	5.010	4%	+214
													Empregados (#)				
													Electricidade Espanha	305	291	5%	+14
													Gás Espanha	-	167	-	-167
													Gás Portugal	66	65	2%	+1

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha recuou 5% em termos homólogos, para €117M no 9M17, com o impacto misto de ajustamentos a proveitos em anos anteriores, apertado controlo de custos e reversão de uma provisão. Os proveitos regulados permaneceram estáveis nos 9M17 face aos 9M16 e a **electricidade distribuída** pela EDP Espanha, principalmente na região das Astúrias, aumentou 0,4% em 9M17, para 6,9TWh.

Os proveitos regulados da distribuição de electricidade estão fixados para o período 2016-19, de acordo com o enquadramento regulatório definido em Dez-13 (Leis 24/2013 e RD 1048/2013), prevendo uma 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%.

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

A venda de 100% da empresa Naturgas Energía Distribución por um valor total de €2,6MM (dos quais €0,2MM têm um recebimento programado para 5 anos) foi concluída a 27-Jul-17. Consequentemente, o grupo EDP cessou operações de distribuição de gás em Espanha nessa data.

Nos 9M17, o EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha registou um EBITDA de €97M e um EBIT de €85M, com base num volume de gás distribuído no total de 18TWh.

REDE DE GÁS REGULADO EM PORTUGAL

O EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal caiu €8M em termos homólogos, para €29M no 9M17, reflexo da menor taxa de retorno sobre o RAB (6,4% no 9M17 vs. 7,3% no 9M16), em linha com a revisão regulatória em Jul-16 e ajustamentos nos proveitos não regulados de anos anteriores. O **volume de gás distribuído** subiu 1% em termos homólogos, em 5,3TWh nos 9M17.

Como resultado da reclassificação da Portgás como “activo detidos para venda”, na sequência do anúncio da venda da empresa em Abr-17 por um valor de €0,5MM, o valor de **depreciações e imparidades** no 9M17 foi nulo. A conclusão desta transacção ocorreu a 4-Out-17, a partir da qual a EDP cessou a actividade de distribuição de gás em Portugal.

(1) OPEX = FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais.

EDP Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)			
	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.597	2.308	13%	+290
OPEX (1)	806	779	4%	+28
Outros custos operacionais (líquidos)	151	(370)	-	+521
Custos Operacionais Líquidos	957	409	134%	+549
EBITDA	1.640	1.899	-14%	-259
Provisões	15	14	10%	+1
Amortizações e imparidades	433	417	4%	+16
EBIT	1.192	1.468	-19%	-276
Resultados financeiros	(397)	(464)	14%	+67
Resultados em associadas	(7)	(31)	76%	+24
Resultados Antes de Impostos	788	973	-19%	-185

Investimento	(R\$ M)			
	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	488	424	15%	+65
Investimento Financeiro no período	192	391	-51%	-199

Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil ('EDPB') diminuiu 14% no período (-R\$259M) para R\$1.640M nos 9M17, impactado pelo ganho de R\$278M com a aquisição da central mini-hídrica do Pantanal nos 9M16, reconhecido ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. **Ajustado por este efeito não-recorrente**, o EBITDA teria crescido 1% vs. 9M16 (+R\$19M), apesar do ambiente de mercado desafiante. A integração da totalidade do portfólio (geração/distribuição/comercialização) ocorre através da estratégia de coberturas e da gestão dos volumes contratados/descontratados.

O EBITDA da geração e comercialização aumentou R\$35M para R\$1.116M, reflectindo, na comercialização, o impacto positivo de maiores volumes e margem (+R\$121M); para Pecém, o registo de um ganho com o recebimento de um seguro nos 9M16 (R\$82M) e o impacto negativo de PLD mais alto em termos homólogos; e na geração hídrica o impacto negativo do GSF de 86% e PLD a R\$298/MWh nos 9M17 (vs. R\$71/MWh nos 9M16). O EBITDA da distribuição diminuiu R\$14M para R\$598M nos 9M17, impactado pelo ganho de R\$199M em 9M16 com a atualização do valor residual de concessão de ativos vs. R\$14M nos 9M17s, efeito que é compensado pelo crescimento da margem bruta regulada (+R\$98M vs. 9M16) e do impacto positivo da sobrecontratação (R\$81M vs. 9M16). A performance do EBITDA em Euros, que atingiu €464M foi positivamente impactada pela valorização de 12% do BRL face ao EUR (impacto de +€50M).

Consolidado (€ M)			
9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
735	583	26%	+152
228	197	16%	+31
43	(78)	-	+120
271	119	127%	+152
464	464	0%	+0
4	3	23%	+1
122	105	16%	+17
337	355	-5%	-18
(112)	(117)	-4%	+5
(2)	(8)	-73%	+6
223	230	-3%	-7

(€ M)			
9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
138	107	29%	+31
56	95	-41%	-39

Energias do Brasil	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	15,14	14,38	5%	+0,76
Total de acções (milhões)	606,9	606,9	-	-
Acções próprias (milhões)	0,7	0,8	-	-
Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	310,8	310,8	-	-
Euro/Real - Taxa de fim do período	3,76	3,62	-4%	+0,14
Euro/Real - Taxa média do período	3,53	3,96	12%	-0,42
Tx de inflação (IPCA)	3,7%	9,3%	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,9	1,1	-	+0,7
Custo Médio da Dívida (%)	12,0	11,7	-	0,3p.p.
Taxa de Juro Média (CDI)	10,8	14,1	-	-3,3p.p.
Empregados (#)	2.903	2.910	0%	-7

Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Invest. Financeiros, activos para venda	1.432	1.227	17%	+205
Dívida líquida	3.873	3.072	26%	+800
Recebimentos futuros da act. Regulada	12	(428)	-	+440
Interesses não controláveis	1.474	1.654	-11%	-180
Valor contabilístico dos C. Próprios	7.976	7.960	0%	+16

Resultados Financeiros (R\$ M)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(348)	(372)	6%	+24
Custos capitalizados	7	4	80%	+3
Diferenças Cambiais e Derivados	(3)	(107)	98%	+105
Outros	(53)	12	-	-64
Resultados Financeiros	(397)	(464)	14%	+67

Os custos operacionais líquidos aumentaram R\$549M face ao 9M16 devido ao reconhecimento do mencionado ganho de capital ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. Ao nível do Opex, os custos subiram 3.5%, ligeiramente abaixo da inflação média homóloga nos 9M17 (inflação IPCA média ficou nos 3.7% a Set-17), que tem estado a regredir nos últimos meses, enquanto a atualização de custos é tipicamente mais demorada na mesma direcção.

A dívida líquida aumentou R\$0,8MM vs. Set-16 para R\$3,9MM. De notar o aumento de capital de R\$1,5MM ocorrido no 2T16 e 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 14% face ao 9M16 para R\$397M nos 9M17, reflectindo o impacto positivo das operações de gestão de dívida acima mencionadas. Note-se que a taxa de juro de mercado - CDI - tem vindo a diminuir (10,8% a Set-17 vs. 14,1% a Set-16).

Os resultados em associadas totalizaram -R\$7M em 9M17 (+R\$24M em termos homólogos), reflectindo a contribuição negativa de Cachoeira-Caldeirão (-R\$9M) e de São Manoel (-R\$2M), impactos parcialmente mitigados pela central hídrica de Jari (+R\$5M nos 9M17).

A Set-17, os reservatórios hídricos nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste ("SE-CO") situavam-se nos ~19% do seu nível máximo (vs. 34% a Set-16). O GSF ficou nos 86% nos 9M17, apesar de ter alcançado 62% no 3T17. Volumes de precipitação têm sido mais escassos e é expectável um défice hídrico significativo no 4T17. A EDPB tem vindo a antecipar a estratégia de cobertura, com um impacto positivo, já observado no 3T17.

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

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.281	1.074	19%	+207
OPEX (1)	536	511	5%	+25
Outros custos operac. (Liq.)	148	(49)	-	+196
Custos Operacionais Líquidos (1)	683	462	48%	+221
EBITDA	598	612	-2%	-14
Provisões	12	18	-35%	-6
Amortizações e imparidades	146	138	6%	+8
EBIT	439	455	-3%	-16

O EBITDA da distribuição desceu R\$14M vs. 9M16 para R\$598M nos 9M17, devido a: (i) um ganho de R\$199M nos 9M16 com a atualização do valor residual de activos das concessões vs. R\$14M nos 9M17, parcialmente mitigado por: (ii) impacto positivo das revisões tarifárias de 2016 com impacto na margem regulada (+R\$98M em termos homólogos); (iii) o impacto positivo da sobre-contratação de energia (+R\$51M nos 9M17 vs. -R\$30M nos 9M16).

Margem Bruta	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	1.281	1.074	19%	+207
Receitas reguladas	1.247	1.149	9%	+98
Outros	34	(75)	-	+109
Receb. Futuros da Act. Regulada (R\$ M)				
Início do período	(392)	735	-	-1.126
Desvios períodos anteriores	353	(496)	-	+849
Desvio do ano (2)	50	(667)	-	+717
CDE/Conta ACR (3)	-	-	-	-
Final do período	12	(428)	-	+440
Clientes Ligados (Milhares)	3.359	3.299	2%	+60
EDP São Paulo	1.830	1.797	2%	+33
EDP Espírito Santo	1.530	1.502	2%	+27
Electricidade Distribuída (GWh)	18.405	18.308	0,5%	+97
EDP São Paulo	11.022	10.802	2%	+220
EDP Espírito Santo	7.383	7.506	-2%	-123
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	8.200	7.061	16%	+1.139
Electricidade Vendida (GWh)	10.194	11.236	-9%	-1.041
EDP São Paulo	5.909	6.523	-9%	-614
Residencial, comercial e outros	4.876	5.076	-4%	-200
Industrial	1.034	1.447	-29%	-414
EDP Espírito Santo	4.285	4.713	-9%	-428
Residencial, comercial e outros	3.794	4.001	-5%	-207
Industrial	491	712	-31%	-221

A margem bruta aumentou 19% vs. 9M16 para R\$1.281M nos 9M17, reflexo dos efeitos acima mencionados. De notar a atualização do valor residual ativos das concessões que foi reclassificado como “outro custos operacionais” até Nov-16. Também, de notar impacto da sobre-contratação (+R\$81M vs. 9M16). Quando o rácio entre volumes captados/vendidos ultrapassa o patamar de 105% os ganhos/perdas com vendas no mercado à vista (a PLD) de excedentes de energia não são repassados para a tarifa. Nos 9M17, os volumes de energia contratados ultrapassaram em mais de 5% os volumes consumidos pelos clientes, originado um ganho já que o preço de curto prazo (PLD) tem aumentado, sendo agora maior que os preços contratados no “sourcing” de longo prazo. Esta situação ocorre presentemente na EDP Espírito Santo, tendo sido revertida para a EDP São Paulo, após alguns ajustamentos feitos através de leilões de energia.

A energia distribuída aumentou ligeiramente nos 9M17 (0,5% vs. 9M16). No entanto, o volume de energia vendida desceu 9% no período, traduzindo uma redução de 29% da procura no segmento de clientes regulados industrial. Ao mesmo tempo, o volume de energia distribuída aos clientes industriais no mercado livre subiu 16% vs. 9M16 para 8,2TWh nos 9M17, reflectindo a migração de clientes com tarifas inteiramente reguladas para o mercado liberalizado.

A trajetória 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 12,1% (-2,2pp vs. 9M16) e a EDP São Paulo em 9,6% (-0,1 pp vs. 9M16). As provisões para cobrança duvidosa mantiveram alguma resistência nos 9M17, cifrando-se em R\$73M (-R\$16M vs. 9M16), devido à crise económica e aos aumentos tarifários no passado recente. A EDPB tem mitigado a situação aumentando a proximidade com os clientes.

A Set-17, os recebimentos futuros da actividade regulada são totalizaram R\$12M (+R\$403M vs. Dez-16). Nos 9M17, foi criado um desvio tarifário positivo de R\$50M, essencialmente relacionado com custos de energia superiores aos incorporados nas tarifas. Adicionalmente, foram devolvidos ao sistema R\$353M relativos a desvios de anos anteriores. Assim, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro ficou nos R\$12M vs. Dez-16, a recuperar do sistema nos próximos anos. As revisões tarifárias da EDP Espírito Santo em Ago-17 (+9% revisão tarifária) e da EDP São Paulo em Out-17 (+24% revisão tarifária) já têm em conta o cenário actual de preços spot mais altos. 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-19 e com a EDP Espírito Santo a Ago-19.

Os custos operacionais controláveis subiram 5% no período, para R\$536M nos 9M17, 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\$196M vs. 9M16, o que resultou de um ganho de +R\$199M nos 9M16, devido à actualização do valor terminal de ativos das concessões, agora registado ao nível da margem bruta (R\$14M nos 9M17). O investimento operacional subiu R\$67M vs. 9M16 para R\$413M nos 9M17, resultado de um investimento nas actividades de serviço ao cliente e de um reforço na qualidade do serviço na rede.

Investimento e Custos Operac.	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	536	511	5%	+25
Custos control./cliente (R\$/cliente)	159	155	3%	+5
Custos control./km rede (R\$/km)	6	6	5%	+0
Empregados (#)	2.147	2.168	-1%	-21
Invest. Operacional (R\$M)	413	346	19%	+67
Rede de Distribuição ('000 Km)	91	91	0%	+0

(1) OPEX = Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais; (2) Liq^q 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			
	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.166	1.211	-4%	-45
OPEX (1)	173	182	-5%	-10
Outros custos operacionais (líquidos)	(3)	(54)	-	+51
Custos Operacionais Líquidos	169	128	-	+41
EBITDA	997	1.083	-8%	-86
Provisões	1	0	290%	+1
Amortizações e imparidades	270	261	4%	+9
EBIT	726	822	-12%	-96

Dados Chave	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	1.166	1.211	-4%	-45
Hídrica	730	748	-2%	-18
Receitas contratadas (CAE) e Outros	779	714	9%	+65
Impacto GSF (líq. de coberturas)	(50)	34	-	-84
Térmica	436	463	-6%	-27
Receitas contratadas (CAE)	714	553	29%	+161
Outros	(278)	(89)	-211%	-188
Capacidade Instalada (MW)	2.466	2.466	0%	+0
Hídrica	1.746	1.745	0%	+0
Térmica	720	720	-	-
Capacidade Instalada (MW Equity)	296	296	-	-
Electricidade Vendida (GWh)	9.581	10.013	-4%	-432
Contratada (CAE)	8.492	9.026	-6%	-533
Hídrica	5.221	5.685	-8%	-464
Térmica	3.271	3.341	-2%	-69
Outra	1.089	987	10%	+101
P. Méd de Venda Híd (R\$/MWh) (2)	180	163	10%	+17
Investimento Operacional (R\$ M)	58	55	6%	+3
Investimento Financeiro (R\$ M)	192	391	-51%	-199
Empregados (#)	491	534	-8%	-43

Detalhe do EBITDA (R\$ M)	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Pecém	338	426	-21%	-88
Lajeado (73% detidos pela EDPB)	280	347	-19%	-67
Peixe Angical (60% detidos pela EDPB)	201	172	17%	+29
Outros (100%)	178	138	29%	+40
EBITDA	997	1.083	-8%	-86

Comercialização	9M17	9M16	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	145	19	654%	+126
Custos operacionais líquidos (R\$ M)	25	21	19%	+4
EBITDA (R\$ M)	119	(2)	-	+121
Vendas electricidade (GWh)	12.042	8.964	34%	+3.078

O EBITDA da actividade de produção no Brasil decresceu 8% vs. 9M16 (-R\$86M nos 9M17) para R\$997M nos 9M17, reflectindo (i) menor EBITDA na central a carvão de Pecém (-R\$88M vs. 9M16), sobretudo devido ao recebimento nos 9M16 de uma indemnização de um seguro (R\$82M). De notar que as condições hídricas se deterioraram nos últimos meses, apesar da estratégia de hedging + seguro mitigarem grande parte do impacto de preços baixos de GSF (86% nos 9M17; 62% no 3T17) e preços altos de PLD (R\$298/MWh nos 9M17 vs. R\$71/MWh nos 9M16). Assim, o efeito combinado de GSF, seguro para a hídrica (para GSF<92%) e volumes de hedge alcançaram um impacto negativo de R\$50M nos 9M17 vs. um impacto positivo de R\$34M em 9M16.

A margem bruta hídrica decresceu nos 9M17 (R\$730M), devido sobretudo ao referido impacto do GSF, de R\$85M em termos homólogo, em parte mitigado pelo aumento de preço médio de volumes hídricos. Neste contexto, o **preço médio dos volumes hídricos** vendidos, que atingiu R\$180/MWh nos 9M17, foi 10% superior ao 9M16 (os preços dos CAE são actualizados anualmente à inflação). O **volume de geração hídrica vendido** caiu 8% face a 9M16 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. Note-se que desde então as expectativas para o défice hídrico são de que deverá impactar o mercado para os próximos meses, pelo menos até ao início da época de maior precipitação.

A margem bruta de Pecém foi de R\$436M nos 9M17 (-R\$27M vs. 9M16), dos quais R\$714M resultam de receitas com o CAE da central. A disponibilidade foi de 91% nos 9M17 vs. 87% nos 9M16, embora o EBITDA nos 9M17 tenha sido negativamente impactado por (i) maior PLD vs. 9M16, levando a maiores custos com compras de electricidade; e (ii) impacto positivo nos 9M16 com a redução da provisão para penalidades por indisponibilidade passada. É de notar que o EBITDA de Pecém foi positivamente impactado nos 9M16 (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\$30M 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 eliminada.

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. Nos 9M17, Jari contribuiu com um resultado líquido de R\$5M (+R\$21M vs. 9M16), 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\$9M (@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\$2M.

O **investimento operacional** aumentou R\$3M nos 9M17 para R\$58M nos 9M17 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); nos 9M17, os **investimentos financeiros** totalizaram R\$192M, maioritariamente alocados aos trabalhos de construção de São Manoel. São Manoel está em construção (97% concluído), com CAE a partir de Maio-18.

A margem bruta da comercialização de electricidade aumentou R\$126M no período para R\$145M nos 9M17, reflectindo maiores margens e volumes e evidenciando a estratégia de hedging integrada levada a cabo para o portfolio de activos de forma a lidar com o menor nível de volume hídrico no sistema.

(1) OPEX = Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais; (2) Calculado com base nos volumes e preços dos CAE.



Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



9M17	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
(€ M)						
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	5.832	4.062	1.203	2.443	(1.886)	11.654
Margem Bruta	973	1.242	1.179	735	(7)	4.122
Fornecimentos e serviços externos	221	247	233	130	(124)	707
Custos com pessoal e benefícios sociais	115	106	75	98	105	499
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	118	171	(120)	43	(566)	(353)
Custos Operacionais	455	524	189	271	(585)	853
EBITDA	518	717	991	464	579	3.269
Provisões	(1)	(2)	0	4	(0)	1
Amortizações e imparidades (1)	286	225	385	122	36	1.055
EBIT	233	494	606	337	542	2.213

9M16	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
(€ M)						
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	6.365	4.110	1.090	1.677	(2.657)	10.585
Margem Bruta	1.338	1.291	1.068	583	(16)	4.263
Fornecimentos e serviços externos	219	247	222	112	(124)	674
Custos com pessoal e benefícios sociais	95	109	69	85	129	487
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	168	186	(69)	(78)	3	210
Custos Operacionais	482	542	221	119	7	1.371
EBITDA	856	749	847	464	(23)	2.893
Provisões	(24)	6	(0)	3	(0)	(15)
Amortizações e imparidades (1)	268	254	443	105	45	1.115
EBIT	612	490	404	355	(68)	1.792

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

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	3.642	3.779		10%	4%
Custo com vendas de energia e outros	(2.240)	(1.938)	(2.143)	(2.536)	(2.710)	(2.272)	(2.549)		-19%	-12%
Margem Bruta	1.547	1.423	1.294	1.475	1.523	1.370	1.229		-5%	-10%
Fornecimentos e serviços externos	205	230	239	273	227	246	235		-2%	-4%
Custos com pessoal e benefícios sociais	161	162	163	174	171	169	159		-3%	-6%
Outros custos operacionais (líquidos)	51	93	66	161	114	263	167		153%	-36%
Custos Operacionais	417	486	468	608	512	479	(137)		-	-
EBITDA	1.130	937	826	867	1.011	892	1.367		65%	53%
Provisões	3	(8)	(10)	(0)	4	(2)	(0)		97%	89%
Amortizações e imparidades do exercício (1)	366	378	371	395	359	349	346		-7%	-1%
EBIT	760	567	465	472	648	545	1.021		120%	87%
Resultados financeiros	(180)	(228)	(227)	(257)	(197)	(173)	(223)		2%	-29%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	(8)	3	2	(19)	(1)	8	4		96%	-55%
Resultado antes de impostos e CESE	573	342	240	196	450	379	801		234%	111%
IRC e Impostos diferidos	152	91	57	(211)	66	53	56		-1%	5%
Contribuição Extraordinária para o sector energético	59	-	2	1	70	(2)	2		16%	n.m.
Resultado líquido do período	362	251	181	406	315	328	743		311%	127%
Accionistas da EDP	263	209	143	346	215	235	696		387%	196%
Interesses não controláveis	100	42	38	60	100	93	47		23%	-49%

(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)							
	9M17	9M16	Δ MW	Δ %	9M17	9M16	Δ GWh	Δ %	1T16	2T16	3T16	4T16	1T17	2T17	3T17	4T17
Pen. Ibérica (Ex-Fólico & Solar)	13.680	12.705	975	8%	25.461	27.875	-2.414	-9%	10.632	8.989	8.255	8.783	9.241	7.538	8.682	
Hídrico	7.178	6.201	977	16%	5.728	14.004	-8.275	-59%	6.394	5.615	1.995	2.138	2.948	1.573	1.207	
Portugal	6.752	5.774			5.407	13.165			5.934	5.313	1.918	2.046	2.773	1.485	1.149	
Actividade Bombagem	2.799	1.781			-1.535	-1.041			-464	-321	-256	-397	-550	-652	-334	
Fio de água	2.435	2.479			5.406	7.063			3.122	3.012	929	1.098	1.364	713	3.329	
Albufeira	4.314	3.296			2.447	6.102			2.811	2.301	989	948	1.409	771	266	
CAE/CMEC	0	2.663	-2.663	-	1.788	6.232	-4.443	-71%	2.854	2.462	916	947	1.261	528	0	
Produção liberalizada	6.752	3.111	3.641	117%	3.619	6.933	-3.315	-48%	3.080	2.851	1.002	1.099	1.512	957	1.149	
Espanha	426	426	0	0%	321	839	-517	-62%	460	301	77	92	175	88	58	
CCGT	3.736	3.736	0	0%	5.934	2.926	3.008	103%	465	552	1.909	2.316	1.713	1.388	2.833	
Portugal	2.039	2.039	0	0%	4.644	2.016	2.628	130%	232	381	1.404	1.586	1.105	1.203	2.336	
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			1.994	948			168	314	466	700	473	460	1.060	
Lares (2 grupos)	863	863			2.650	1.068			63	67	938	886	631	743	1.276	
Espanha	1.698	1.698	0	0%	1.290	910	380	42%	234	171	505	730	608	185	497	
Castejón (2 grupos)	843	843			918	799			135	161	503	488	389	164	364	
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			372	111			99	9	2	242	219	20	133	
Carvão	2.404	2.404	0	0%	12.517	9.322	3.195	34%	3.106	2.299	3.916	3.910	4.053	4.244	4.220	
Portugal - Sines (4 grupos)	1.180	1.180	0	0%	7.176	5.809	1.367	24%	1.773	1.530	2.505	2.274	2.192	2.486	2.497	
Espanha	1.224	1.224	0	0%	5.341	3.513	1.828	52%	1.333	769	1.411	1.637	1.860	1.758	1.723	
Aboño I	342	342			1.514	1.322			309	452	561	667	508	503	503	
Aboño II	536	536			2.924	1.595			854	194	547	480	1.006	979	939	
Soto Ribera III	346	346			903	597			170	123	303	490	346	277	280	
Nuclear - Trillo (15,5%)	156	156	0	0%	895	898	-3	0%	330	230	338	341	333	223	339	
Outras	206	209	-3	-1%	387	726	-339	-47%	337	293	96	79	193	109	84	
Portugal	181	184	-3	-1%	292	638	-346	-54%	311	262	65	67	163	78	50	
Mini-Hídricas	157	159			213	499			259	214	499	27	50	148	52	12
Cogeração	24	24			79	139			52	48	39	17	15	26	38	
Espanha - Cog. & Resíduos	25	25	0	0%	95	88	7	8%	26	31	31	12	30	31	34	
Eólico	10.236	9.297	939	10%	19.691	17.937	1.754	10%	7.508	5.733	4.695	6.397	7.690	6.777	5.224	
Pen. Ibérica	3.492	3.443	50	1%	5.933	6.296	-363	-6%	2.696	1.933	1.667	1.674	2.318	1.880	1.735	
Portugal	1.249	1.249			2.203	2.314			1.038	711	564	730	876	657	670	
Espanha	2.244	2.194			3.730	3.982			1.658	1.221	1.102	945	1.442	1.223	1.065	
América do Norte	5.030	4.203	827	20%	10.678	8.976	1.702	19%	3.680	3.033	2.262	3.532	4.175	3.976	2.527	
EUA	4.801	4.173			10.171	8.923			3.657	3.018	2.249	3.510	4.059	3.764	2.348	
Canadá	30	30			53	52			23	16	14	23	22	21	9	
México	200	0			454	0			0	0	0	0	93	191	170	
Resto da Europa	1.509	1.447	62	4%	2.517	2.225	291	13%	1.078	616	532	964	1.050	754	713	
Brasil	204	204			564	440			54	151	234	226	147	167	249	
Solar	85	82	3	3%	126	117	9	7%	27	46	44	22	28	51	47	
Brasil (Ex-Eólico)	2.466	2.466	0	0%	6.114	6.729	-616	-9%	2.808	2.051	1.871	2.151	2.262	2.026	1.826	
Hídrico	1.746	1.745	0	0%	2.842	3.390	-548	-16%	1.673	848	869	1.058	1.270	968	604	
Lajeado	903	903			1.340	1.700			903	401	396	408	618	482	240	
Peixe Angical	499	499			992	1.304			580	327	397	355	410	327	255	
Energest	345	344			510	386			190	120	77	294	242	160	108	
Carvão (Pecém I)	720	720	0	0%	3.271	3.339	-68	-2%	1.135	1.203	1.002	1.093	991	1.057	1.223	
TOTAL	26.466	24.550	1.916	8%	51.391	52.658	-1.267	-2%	20.975	16.818	14.865	17.353	19.221	16.391	15.779	

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

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	9M17	9M16	Δ GWh	Δ %
Portugal	33.219	33.412	-194	-0,6%
Muito Alta Tensão	1.616	1.572	43	2,7%
Alta / Média Tensão	16.359	15.864	495	3,1%
Baixa Tensão	15.244	15.975	-731	-4,6%
Espanha	6.940	6.915	25	0,4%
Alta / Média Tensão	5.308	5.267	42	0,8%
Baixa Tensão	1.632	1.649	-17	-1,0%
Brasil	18.405	18.308	97	0,5%
Clientes Livres	7.818	6.598	1.220	18,5%
Industrial	1.525	2.159	-635	-29,4%
Residencial, Comercial & Outros	9.062	9.550	-488	-5,1%
TOTAL	58.564	58.635	-71	-0,1%

Clientes Ligados (mil)	9M17	9M16	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.177	6.137	39,3	0,6%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	25	25	0,2	0,9%
Baixa Tensão Especial	36	35	0,7	1,9%
Baixa Tensão	6.116	6.078	38,4	0,6%
Espanha	663	661	2,2	0,3%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	0,5%
Baixa Tensão	662	660	2,2	0,3%
Brasil	3.359	3.299	60,3	1,8%
EDP São Paulo	1.830	1.797	32,9	1,8%
EDP Espírito Santo	1.530	1.502	27,4	1,8%
TOTAL	10.199	10.098	101,7	1,0%

Redes	9M17	9M16	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	338.000	337.156	844	0,3%
Portugal	226.076	225.366	709	0,3%
Espanha	20.555	20.448	107	0,5%
Brasil	91.370	91.342	28	0,0%

Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (1)	10,6%	9,5%	1,1 pp	
Espanha	3,4%	4,0%	-0,6 pp	
Brasil				
Bandeirante	8,7%	8,8%	-0,0 pp	
Técnicas	5,5%	5,5%	-0,0 pp	
Comerciais	3,3%	3,3%	-0,0 pp	
Escelsa	13,1%	14,2%	-1,1 pp	
Técnicas	8,3%	8,7%	-0,3 pp	
Comerciais	4,7%	5,5%	-0,8 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	9M17	9M16	Δ GWh	Δ %
Portugal	5.326	5.271	55	1,0%
Baixa pressão	785	797	-13	-1,6%
Média pressão	4.525	4.456	70	1,6%
GPL	16	18	-2	-10,7%
Espanha	17.980	19.775	-1.794	-9,1%
Baixa pressão	5.658	6.117	-459	-7,5%
Média pressão	12.323	13.658	-1.335	-9,8%
GPL	-	-	-	-
TOTAL	23.306	25.046	-1.739	-6,9%

Pontos de Abastecimento (mil)	9M17	9M16	Δ Abs.	Δ %
Portugal	352	338	13	3,9%
Baixa pressão	348	334	14	4,2%
Média pressão	1,5	1,5	0,1	4,3%
GPL	2,4	3,5	-1,0	-29,9%
Espanha	-	924	-924	-100,0%
Baixa pressão	-	923	-923	-
Média pressão	-	0,7	-1	-
GPL	-	-	0	-
TOTAL	352	1.262	-910,6	-72,1%

Redes	9M17	9M16	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	5.224	13.041	-7.817	-59,9%
Portugal	5.224	5.010	214	4,3%
Espanha	-	8.032	-8.032	-

(1) Exclui Muito Alta Tensão

Investimentos financeiros & Activos para venda / Interesses Não Controláveis



Investimentos Financeiros e Activos para Venda	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado Líquido (2) (€ M)				Valor Contabilístico (€ M)			
	9M17	9M16	Δ MW	Δ %	9M17	9M16	Δ	Δ %	9M17	9M16	Δ	Δ %
EDP Renováveis	331	356	-25	-7%	2	-2	4	-	317	328	-12	-4%
Espanha	152	177										
Estados Unidos	179	179										
Outros	0	0										
EDP Brasil	296	296	0	0%	-2	-8	6	-73%	380	339	42	12%
Jari	187	187			1	-4						
Cachoeira-Caldeirão	110	110			-3	-3						
São Manoel	0	0			-1	0						
Iberia (Ex-wind) & Other	41	41	0	0%	11	7	4	52%	275	310	-35	-11%
Portugal - Biomassa (Bioelectrica)	32	32										
Espanha - Cogeração e Resíduos												
Macau - Distribuição (CEM)												
Other												
Activos detidos para Venda (líquido de passivos)	0	0	0	-	N/A	N/A	0	0%	555	0	555	n.m.
Portgas									501	0	501	-
Outros									54	0	54	-
TOTAL	669	693	-25	-4%	11	-3	14	-	1.526	977	550	56%

Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado Líquido (2) (€ M)				Valor Contabilístico (€ M)			
	9M17	9M16	Δ MW	Δ %	9M17	9M16	Δ	Δ %	9M17	9M16	Δ	Δ %
EDP Renováveis	5.050	4.269	781	18%	161	85	76	90%	2.572	2.610	-38	-1%
Ao nível da EDP Renováveis:	2.728	2.159	569	26%	128	81	47	58%	1.475	1.251	224	18%
P. Ibérica	851	644										
América do Norte	1.220	1.122										
Resto da Europa	557	293										
Brasil	100	100										
22,5% atribuíveis ao free-float da EDPR					33	3	30	913%	1.097	1.359	-262	-19%
EDP Brasil	1.814	1.814	0	0%	81	97	-16	-16%	1.470	1.575	-105	-7%
Ao nível da EDP Brasil:	606	606	0	0%	27	28	-1	-5%	392	457	-65	-14%
Hídrica	606	606										
Outros	0	0										
49% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil					55	69	-14	-21%	1.078	1.118	-40	-4%
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	12	12	0	0%	-3	-2	0	17%	-41	-32	-9	27%
TOTAL	6.876	6.095	781	13%	239	179	60	34%	4.001	4.154	-152	-4%

(1) MW atribuível a empresas associadas & Joint ventures e a interesses não-controláveis; (2) Resultados líquido atribuível a empresas associadas & Joint ventures e a interesses não-controláveis; exclui activos detidos para venda.

EDP - Desempenho na Área da Sustentabilidade



Principais Acontecimentos 3Q17 (1)

Dow Jones Sustainability Index

A EDP mantém-se, pelo 10º ano consecutivo, no índice mundial de sustentabilidade, com 92 pontos, e volta a reintegrar o índice europeu, onde marca posição durante 8 anos.

Ethibel Sustainability Index

A EDP é constituinte da Ethibel Sustainability Index Excellence Europe.

Valor Inovação Brasil

A EDP Brasil está entre as cinco empresas mais inovadoras do sector eléctrico no ranking do anuário Valor Inovação Brasil, organizado pelo Valor Económico em parceria com a Strategy&, consultoria de estratégia do grupo PwC.

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

	9M17	9M16	Δ %
Ind. Sustentab. (a)(b)(c)	104	106	-2%
Comp. Ambiental Peso %	93 33%	104 33%	-11%
Comp. Económica Peso %	109 37%	103 37%	6%
Comp. Social Peso %	110 30%	111 30%	-1%

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

Métricas Económicas

	9M17	9M16	Δ %
Valor Gerado (€M)	12.902	11.704	10%
Distribuído	10.997	10.795	2%
Acumulado	1.906	909	110%
Prov. Serv. Energ. (€M)(2)	795	561	42%
Serv. Eficiência Energ.(a)	85	34	148%

Métricas Sociais

	9M17	9M16	Δ %
Empregados	11.716	11.975	-2%
Formação (horas)	265.558	212.443	25%
Acidentes em Serv. (d)(e)	21	22	-5%
Índice Gravidade (Tg) (d)	120	89	35%
Índice Freq. (Tf) (d)	1,32	1,39	-5%
Acid. mortais c/ terceiros	7	5	40%

Métricas Ambientais

	9M17	9M16	Δ %
Emissões Atmosféricas (mt)			
CO2 (b)(f)	16.953	13.252	28%
NOx	12,8	16,7	-24%
SO2	21,8	14,6	49%
Partículas	1,049	0,801	31%

Emissões Específicas Globais (g/kWh)

	9M17	9M16	Δ %
CO2 (b)(f)	331,5	252,9	31%
NOx	0,25	0,32	-22%
SO2	0,43	0,28	53%

Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)

	9M17	9M16	Δ %
Emissões directas (Âmbito 1) (b)	16.972	11.153	52%
Emissões indirectas (Âmbito 2)(c)	694	556	25%

Consumo de Energia Primária (TJ) (g)

	9M17	9M16	Δ %
Potência Líquida Max. Inst. Certificada (%)	202.109	155.301	30%
Utilização de Água (10³ m³)	90%	91%	-1%
Total Resíduos para destino final (t)	1.331.671	1.012.083	32%
	359.023	321.621	12%

Matérias Ambientais (€ mil)

	9M17	9M16	Δ %
Investimentos	76.773	95.154	-19%
Despesas	38.720	52.754	-27%
	38.053	42.400	-10%

Multas e Penalidades Ambientais (€)

	9M17	9M16	Δ %
	18.032	27.379	-34%

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (mtCO2) (b)		Específicas (t/MWh)		Produção (h) (GWh)	
	9M17	9M16	9M17	9M16	9M17	9M16
Península Ibérica	13.096	9.299	0,68	0,71	19.263	13.120
Carvão	10.739	8.029	0,86	0,86	12.517	9.322
CCGT	2.246	1.146	0,38	0,39	5.934	2.926
Cogeração e Resíduos	111	124	0,14	0,14	813	872
Brasil	3.857	3.953	1,18	1,18	3.271	3.339
Carvão (Contratado LP)	3.857	3.953	1,18	1,18	3.271	3.339
Produção térmica	16.953	13.252	0,75	0,81	22.535	16.459
Produção Livre de Emissões CO2					28.600	35.947
Produção Total			0,33	0,25	51.135	52.406

(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 2.768 ktCO2 em 2017 e 2.131 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) Inclui vapor (2017: 645 GWh vs 2016: 639 GWh).

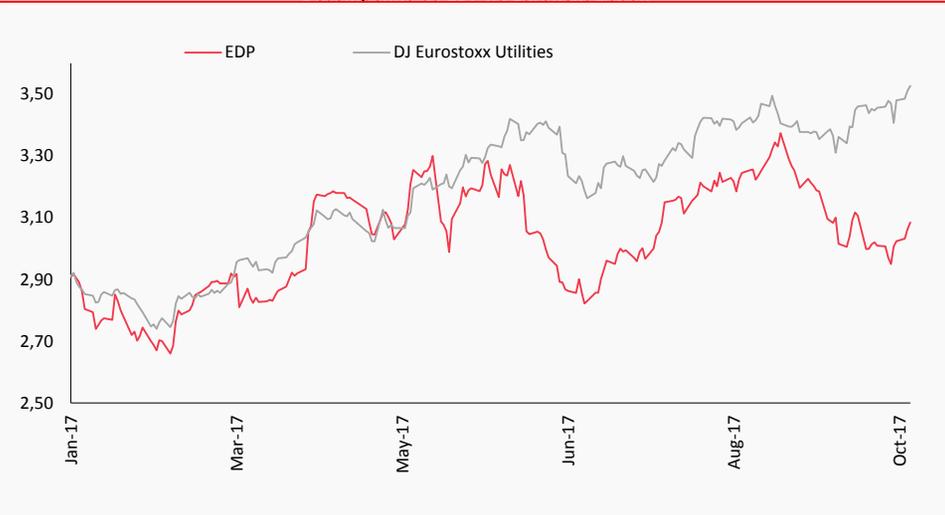
(1) Informação detalhada sobre o progresso da contribuição da EDP para os Objectivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas pode ser consultada em: www.edp.com>Investidores.

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

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
- 5-Jun:** Investigação sobre o processo de extinção dos contratos de aquisição de energia e sua substituição pelo regime de CMEC
- 21-Jun:** EDP emite valores mobiliários representativos de dívida no montante de USD 1.000.000.000
- 30-Jun:** EDPR anuncia a conclusão da venda de uma participação minoritária em activos portugueses à CTG
- 4-Jul:** EDP nega existência de negociações com Gas Natural com vista a fusão
- 25-Jul:** EDP mantém preço de €6,75/acção para a oferta sobre a EDP RENOVÁVEIS
- 27-Jul:** Conclusão da venda de 100% da EDP Gás Distribuição em Espanha
- 1-Ago:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP ESPÍRITO SANTO em +9,34%
- 4-Ago:** EDP aumenta participação na EDP RENOVÁVEIS para 82,6%
- 8-Ago:** Standard & Poors sobe rating da EDP para “BBB-” com outlook estável
- 14-Ago:** Participação qualificada na EDP - State Street Corporation
- 22-Ago:** Income Fund Of America aumenta participação na EDP
- 23-Ago:** Participação qualificada do Norges Bank – Alteração do título de imputação
- 11-Sep:** Consórcio da EDP Renováveis assegura CFD de longo prazo para 950 MW de eólica offshore
- 21-Sep:** Aprovações regulatórias para alienação de 100% da EDP Gás Distribuição em Portugal
- 25-Sep:** State Street Corporation reduz participação na EDP
- 29-Sep:** Proposta ERSE relativa ao cálculo do ajustamento final dos CMEC

EDP em Bolsa	YTD	52W	2016
		01-11-2017	

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	3,085	3,085	3,087
Max	3,389	3,389	3,389
Min	2,641	2,626	2,641
Média	3,026	2,993	3,026

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	4.276	4.918	4.279
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	20	19	20
Volume Transaccionado (milhões de acções)	1.413	1.643	1.414
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,6	6,4	6,5

Dados Acções EDP	9M17	9M16	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	21,6	21,4	1,0%

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