



1S18

Resultados

Conteúdo

Destaques	- 2 -
Performance Financeira Consolidada	
EBITDA	- 3 -
Resultados abaixo do EBITDA	- 4 -
Actividade de Investimento	- 5 -
Cash Flow	- 6 -
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	- 20 -
Demonstrações de Resultados & Anexos	
Demonstração de Resultados por Área de Negócio	- 24 -
Demonstração de Resultados por Trimestre	- 25 -
Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção	- 26 -
Redes Reguladas: RAB, Rede, Clientes Ligados e Indicadores de performance	- 27 -
Investimentos financ., Activos para venda, Interesses Não Controláveis e Provisões	- 28 -
Desempenho na Área da Sustentabilidade	- 29 -
Desempenho da EDP na Bolsa	- 30 -

Lisboa, 26 de Julho de 2018

Destaques



Dados-chave Operacionais	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	26.806	26.218	2%	+588
Peso de Renováveis (1)	74%	73%	1%	1p.p.
Produção (GWh)	38.191	35.621	7%	+2.569
Peso de Renováveis (1)	72%	60%		
Clientes (mil)	11.427	11.383	0%	+44
Clientes ligados (mil)	10.277	10.177	1%	+100

Dados-chave Demonstração Resultados (€ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.692	2.893	-7%	-201
EBITDA	1.722	1.902	-10%	-181
EBIT	1.026	1.192	-14%	-166
Resultados financeiros & Res. Eq. Patrim.	(274)	(363)	25%	+89
Impostos corrente, diferidos e CESE	181	187	-3%	-6
Interesses não controláveis	191	192	-1%	-1
Resultado líquido (accionistas da EDP)	380	450	-16%	-70

Dados-chave de Performance (€ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
EBITDA recorrente (2)	1.740	1.788	-3%	-48
P. Ibérica (Exc. Eólico & Solar) e Outros	748	753	-1%	-5
Eólico & Solar	686	719	-5%	-33
Brasil	306	316	-3%	-10
Resultado líquido recorrente (2)	457	435	5%	+22
OPEX (3)				
OPEX P. Ibérica (€ M)	423	433	-2%	-10
Core OPEX/MW (€/MW) - Eólico & Solar	20	21	-1%	-0
OPEX Brasil (BRL M)	531	537	-1%	-6

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Jun-18	Dez-17	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	14.172	13.902	2%	+269
Dívida líquida ajustada /EBITDA (x) (4)	4,0x	3,7x	9%	0,3x

No 1S18, a EDP prosseguiu a sua estratégia de crescimento focado em energias renováveis e no Brasil. **A capacidade instalada total cresceu 2% em termos homólogos** (+0,6GW eólico, inteiramente focada em eólico e solar), **para 26,8GW a Jun-18** (+3% em termos de capacidade média instalada), aumentando o **peso de energias renováveis no mix de geração para 74%**. Em termos de **produção, o peso de renováveis aumentou 12pp nos últimos 12 meses, para 72% do total**, beneficiando igualmente da forte recuperação de hidraulicidade na P. Ibérica durante o 2T18. No **Brasil**, a EDP concluiu em Abr-18 a compra de uma posição de 19,6% na distribuidora de electricidade CELESC e iniciou a execução do programa de investimento de raiz em linhas de transmissão que representa um investimento de R\$3,1MM a executar até 2022. **O portfólio de contratos com clientes cresceu 44 mil nos últimos 12 meses, para 11,43 milhões de contratos, distribuídos entre a P. Ibérica e Brasil e reflectindo a forte aposta na satisfação de cliente, qualidade de serviços e maior envolvimento.**

O EBITDA no 1S18 ascendeu a €1.722M. Excluindo o custo não recorrente de €18M (detalhe na pág. 3), **o EBITDA recorrente ascendeu a €1.740M.** Note-se que a comparação homóloga de EBITDA é penalizada: (i) pela venda do negócio de distribuição de gás na P. Ibérica, durante o 2S17 (€115 de EBITDA no 1S17) e (ii) pela depreciação do Real (-17%) e do USD (-11% face ao Euro no período (-€101M no EBITDA)). **Excluindo todos estes efeitos, o EBITDA recorrente ex-Forex cresceu 3% (+€54M) em termos homólogos. Na EDP Brasil, o EBITDA cresceu 17% em moeda local (-3% em Euro)**, suportado por performance operacional distintiva num contexto desafiante: na distribuição, a redução de perdas e crescimento de actividade; na produção & comercialização, a bem sucedida gestão regulatória e uma adequada gestão integrada de hedging nos mercados de energia. **Na EDPR, o EBITDA Ex-forex cresceu 1% (-5% em Euro)**, na medida em que o efeito da expansão média de capacidade (+7%) foi compensado por uma descida do preço médio de venda, resultante da crescente competitividade da energia eólica e de desenvolvimentos regulatórios na Polónia/Roménia). **O EBITDA recorrente na P. Ibérica manteve-se quase estável** face ao 1S17, na medida em que: (i) a subida em €127M proporcionada pela melhoria de condições de mercado (forte recuperação de hidraulicidade, com recuperação de produção no 2T18 e subida de reservas hídras acima na média LP); foi anulada por (ii) diversas alterações regulatórias em Portugal (-€122M, ao qual acresce um custo não recorrente de €18M) que afectaram tanto a produção (redução dos proveitos com CMECs, acréscimo de impostos e novas taxas) como a distribuição (corte de 14% nos proveitos no âmbito de revisão regulatória para 2018-2020).

Em termos de eficiência operacional, os custos com pessoal e serviços externos (OPEX) aumentaram 1% (excluindo efeito cambial) em termos homólogos (vs. +3% de capacidade instalada), reflexo de melhorias em todas as divisões: o OPEX na **P. Ibérica** caiu 2%, o rácio Core Opex/ MW médio na EDPR excluindo ForEx recuou 1% e o OPEX na EDP **Brasil** recuou 1% face ao 1S17, em moeda local.

A Dívida Líquida cifrou-se em €14,2MM a Jun-18, acima de €13,9MM em Dez-17, essencialmente suportada pelo pagamento €0,7MM referente ao dividendo anual (integralmente em dinheiro) colocado à disposição dos accionistas em 2 Maio. O Cash flow orgânico recorrente (€0,6MM no 1S18) foi integralmente absorvido pela actividade de expansão da EDP no 1S18, dedicado a energias renováveis e transmissão no Brasil.

Os resultados financeiros líquidos (incluindo resultados com Associadas e JVs) **melhoraram 25% face ao 1S17 (+€89M), para -€274M no 1S18**, suportados por uma redução continuada de juros líquidos suportados (-15% vs. 1S17) decorrente da melhoria do custo médio da dívida (de 4,1% para 3,7%) e da descida da dívida média (-11% face ao 1S17, ou -€1,9MM).

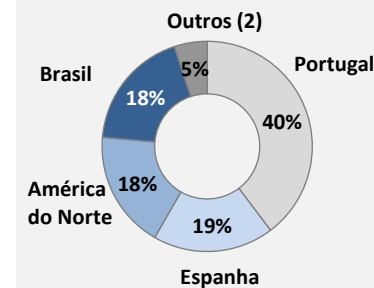
Em suma, o resultado líquido atingiu €380M no 1S18, ficando 3% aquém do 1S17 numa base proforma. Excluindo efeitos não recorrentes (detalhes na pág. 4), **o resultado líquido recorrente** subiu 5% em termos homólogos, para €457M, uma vez que o crescimento na EDP Brasil e a melhoria de mercado na P. Ibérica mais que compensaram efeito de alterações regulatórias em Portugal, anunciadas no 4T17.

A 2-Mai-18, foi colocado à disposição dos accionistas da EDP um dividendo bruto de €0,19/acção, referente a 2017.

(1) Inclui capacidade eólica, solar, hídrica e mini-hídrica; (2) Exclui impactos não recorrentes, descritos na pág. 3 (EBITDA) e pág. 4 (Resultado líquido); Pro-forma 2017 exclui contribuição de redes de gás em 2017 (EBITDA: €115M; Resultado líquido: €59M); (3) OPEX = FSEs + Custos Pessoal + Custos Benef. Sociais; (4) Líquido de Activos regulatórios; Com base EBITDA recorrente últimos 12 meses e classificação da obrig. híbrida como capital em 50% (incl. juros).

Decomposição do EBITDA

EBITDA (€ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18	2T18 YoY Δ % Δ Abs.	EBITDA 1S18
Produção e Comerc. P. Ibérica	437	360	21%	+77	201	160	158	36	185	252			58%	92
Redes Reguladas P. Ibérica	314	513	-39%	-198	265	248	205	181	159	155			-37%	-93
Eólico e Solar	686	719	-5%	-33	373	345	272	376	381	305			-12%	-40
Brasil	306	316	-3%	-10	164	151	148	151	163	143			-5%	-8
Outros	(21)	(5)	-347%	-16	8	(13)	583	(23)	5	(26)			-106%	-13
EBITDA Consolidado	1.722	1.902	-10%	-181	1.011	892	1.367	721	893	829			-7%	-63
- Redes de Gás na P. Ibérica (1)	-	115	-	-115	58	57	11	2	-	-			-	-57
EBITDA Pró-forma	1.722	1.788	-4%	-66	953	835	1.356	718	893	829			-1%	-6



O EBITDA reportado do grupo EDP atingiu €1.722M no 1S18 (-10% vs. 1S17), incluindo um custo não recorrente de €18M(*). Partindo do EBITDA proforma no 1S17 (excluindo a contribuição de €115M das redes de gás da P. Ibérica, alienadas no 2S17), **o EBITDA recorrente caiu 3% (-€48M), para €1.740M no 1S18, arrastado pelo efeito cambial negativo em 6% (-€101M)**, decorrente da depreciação do USD e BRL face ao Euro. Em suma, numa base proforma, **o EBITDA recorrente excluindo Forex subiu 3% vs. 1S17 (+€54M)**, suportado **pela performance de mercado na P. Ibérica**, baseada na forte recuperação de hidraulicidade após mais de 12 meses de forte seca; **e pelo crescimento (exc. Impacto cambial) das subsidiárias, EDP Brasil (+17% em termos homólogos) e EDPR (+1%)**. Ainda assim, a aceleração de crescimento do EBITDA foi travada pelas alterações regulatórias em Portugal (-€122M em termos homólogos), maioritariamente anunciadas no 4T17: na geração, aumento de impostos e taxas sobre a produção a partir de Ago-17 (-€44M); na distribuição, redução de proveitos regulados a partir de 1-Jan-18, fruto dos novos termos regulatórios definidos em Dec-17 para 2018-2020 (-€78M vs. 1S17).

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (39% do EBITDA) - O EBITDA caiu 5% vs. 1S17 (-€33M) para €686M no 1S18, impactado pelo efeito cambial de -€39M (sobretudo devido à depreciação de 11% do USD vs. EUR). Excluindo o impacto do efeito cambial, o EBITDA subiu 1% em termos homólogos, dado que a expansão do portfólio (+7% na capacidade média) foi compensada por menores receitas com parcerias institucionais, menor eolicidade nos diferentes mercados (1% abaixo do P50 e do 1S17; especialmente no 2T18), menor preço de venda (ex-Forex) decorrente de menores proveitos com certificados verdes na Polónia e na Roménia; e ainda por menores preços implícitos nos novos PPAs assinados nos EUA.

PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO NA P. IBÉRICA (25% do EBITDA) - O EBITDA subiu cerca de 21% em termos homólogos, para €437M (+58% no 2T18 vs. 2T17), incluindo uma provisão não-recorrente de €18M no 1T18 (mais detalhe na p.11). **Excluindo este efeito, o EBITDA recorrente subiu 26% em termos homólogos, para €455M no 1S18**, já que os benefícios da forte retoma da hidraulicidade foram mitigados pelos cortes regulatórios em Portugal (maioritariamente no 4T17) e num contexto de preços desfavorável: preço médio grossista elevado e com fraca volatilidade de preços; e elevados custos de abastecimento.

A produção hídrica em Portugal desde Mar-18 foi especialmente forte, resultando não só numa produção hídrica mais elevada e num *mix* de produção mais barato; como também na reposição das reservas hídricas para níveis acima da média histórica: os níveis de reservas hídricas aumentaram cerca de 1TWh durante o 1S18 (vs. +0.4TWh no 1S17). Neste sentido, o crescimento do EBITDA foi impulsionado pelo *mix* de produção mais barato (produção hídrica contribuiu para 50% do total da produção no 1S18 vs. 27% no 1S17). No quadro regulatório, as mudanças em Portugal determinaram um acréscimo de custos com *clawback* e tarifa social (+€35M vs. 1S17) e um ajuste final do CMEC mais baixo.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (18% do EBITDA) – Excluindo a actividade de distribuição de gás na P. Ibérica, o EBITDA das redes reguladas caiu cerca de 23% em termos homólogos, para €314M no 1S18, essencialmente suportado por: (i) em Portugal (78% do total), novos termos regulatórios aplicáveis à distribuição e CUR de electricidade a partir de 1-Jan-18, que explicam, em larga medida, a redução da margem bruta em €75M; e (ii) em Espanha (22% do total), o impacto de alterações regulatórias ainda antes do final do actual período regulatório, que termina em 2019.

BRASIL (18% do EBITDA) – O EBITDA diminuiu 3% em termos homólogos, para €306M no 1S18, influenciado por um impacto de -€62M decorrente da desvalorização de 17% do BRL vs. EUR. **Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil aumentou 17% (+R\$180M em termos homólogos) para R\$1,266M no 1S18**, reflectindo: i) +R\$55M na distribuição, por via de uma melhoria da performance operacional (incluindo a redução de perdas); na produção e comercialização, ii) +R\$105M na central a carvão de Pecém, por redução do valor de penalidades decorrente da redução na referência de disponibilidade; iii) +R\$12M na produção hídrica, suportado pela venda, a um preço mais alto (PLD), de volumes descontratados para efeitos de *hedging*.

(*) *Itens não recorrentes: -€18M no 1S18*, relativo ao impacto nos resultados no 2S17, da diferença entre o ajuste final do CMEC reconhecido em Dez-17 e aprovado pelo Governo em Mai-18.

(1) Negócio de distribuição de gás na P. Ibérica, alienado em Jul-17 (Espanha) e Out-17 (Portugal); (2) Inclui Polónia, Roménia, França, Itália, Bélgica, Reino Unido.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA

edp

Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.	3T17	4T17	1T18	2T18	2T18 YoY	
									Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.722	1.902	-10%	-181	1.367	721	893	829	-7%	-63
Provisões	(3)	2	-	-5	(0)	(5)	(7)	4	-	6
Amortizações e imparidades exercício	699	709	-1%	-10	346	621	351	348	-1%	-2
EBIT	1.026	1.192	-14%	-166	1.021	105	549	477	-12%	-67
Juros financeiros líquidos	(292)	(343)	15%	51	(167)	(180)	(148)	(144)	14%	24
Resultados relac. com Receb. Fut. actividade regulada	12	21	-41%	-8	3	(4)	6	6	195%	4
Custos financeiros capitalizados	15	16	-11%	-2	8	9	7	8	23%	1
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo (1)	(88)	(94)	6%	6	(44)	(49)	(44)	(45)	-5%	-2
Diferenças de câmbio e derivados	15	(16)	-	31	(28)	9	25	(10)	14%	2
Rendimentos de participações de capital	(13)	(10)	-31%	-3	(8)	(8)	(8)	(5)	-	-3
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	19	25	-22%	-6	0	4	15	5	-81%	-20
Outros ganhos e perdas financeiros	56	32	74%	24	12	4	19	37	93%	18
Resultados Financeiros	(277)	(370)	25%	93	(223)	(215)	(127)	(150)	14%	24
Equiv. patrimoniais JVs/associadas (Detalhes pág. 28)	3	7	-52%	-4	4	1	1	2	-74%	-6
Resultados Antes de Impostos	752	829	-9%	-77	801	(110)	423	330	-13%	-50
IRC e Impostos Diferidos	117	119	-2%	-2	56	(165)	74	43	-20%	-10
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>16%</i>	<i>14%</i>	<i>-</i>	<i>1,2 pp</i>	<i>7%</i>	<i>150%</i>	<i>18%</i>	<i>13%</i>	<i>0%</i>	<i>-1,1 pp</i>
Contribuição Extraordinária para o Sector Energético	64	67	-5%	-3	2	(0)	66	(2)	-7%	-0
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 28)	191	192	-1%	-1	47	89	116	75	-19%	-18
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	380	450	-16%	-70	696	(33)	166	214	-9%	-21

As **amortizações e imparidades** caíram 1% em termos homólogos (-€10M), para €699M no 1S18, suportadas pela exclusão de perímetro de consolidação dos activos de distribuição de gás (€12M no 1S17) e pelo impacto cambial (-€32M em termos homólogos). No 1S18, esta rubrica reflecte o impacto das novas adições de capacidade nos últimos 12 meses.

Os **resultados financeiros líquidos** melhoraram 25% face ao 1S17 (+€93M) para -€277M no 1S18, suportados pela redução na dívida líquida e respectivo custo (+€51M); e ainda por diferenças de câmbio e derivados mais favoráveis (+€31M vs. 1T17, para €15M no 1S18, principalmente devido à evolução EUR/USD). Os **juros financeiros líquidos suportados melhoraram 15% face ao 1S17**, para €292M no 1S18, reflexo da redução de dívida ao longo de 2017, da melhoria das condições de financiamento e gestão de dívida no 4T17, que proporcionaram uma queda de 40bp no custo médio da dívida (de 4,1% no 1S18 para 3,7% no 1S18) e uma queda de 11% (-€1,9MM) na dívida média. Os **custos financeiros capitalizados**, no valor de €15M no 1S18 (€2M abaixo de 1S17, decorrente do fim da construção de nova capacidade hídrica), dizem essencialmente respeito à construção de nova capacidade e com redes reguladas. Adicionalmente, importa destacar o impacto sobre **outros resultados financeiros** de: no 1S18, a venda de uma participação de 20% no projeto eólico *offshore* no Reino Unido (+€15M, no 1T18) e o badwill resultante da aquisição de uma posição na Celesc (+€15M no 2T18); no 1S17, o ganho registado na venda de uma posição de 3,5% na REN (+€25M no 2T17).

Os **ganhos e perdas com empresas associadas** ascenderam a €3M no 1S18 (-€4M vs. 1S17), suportados por menor contribuição ao nível da EDPR, o arranque recente de operações em S. Manoel (Brasil) e as operações internacionais ao nível da EDP. (Detalhe na pág. 28)

O **imposto sobre o rendimento** ascendeu a €117M no 1S18 (-€2M vs. 1T17), traduzindo uma taxa de imposto efectiva de 16% (+1pp vs. 1S17).

Os **interesses não controláveis** totalizaram €191M no 1S18, quase estável em termos homólogos, reflexo do menor peso de minoritários na EDPR e dos resultados mais elevados na EDP Brasil. (Detalhes na página 28).

Em suma, o resultado líquido atingiu €380M no 1S18, 3% abaixo numa base proforma (excluindo €59M das actividades de distribuição de gás no 1S17). Excluindo efeitos não recorrentes*, o **resultado líquido subiu 5% vs. 1S17**, já que a melhoria na EDPB e a recuperação hídrica na P. Ibérica mais que compensaram o efeito de alterações regulatórias adversas em Portugal, maioritariamente conhecidas no 4T17.

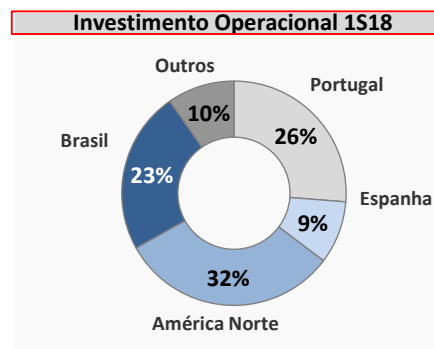
(*) *Eventos não recorrentes: (i) no 1S17 (-€43M), ganho na venda da posição da REN (€25M) e contribuição extraordinária para o sector de energia (-€67M); (ii) no 1S18 (-€77M), -€64M correspondente à contribuição extraordinária para o sector de energia e -€13M relacionados com impacto no 2S17 da diferença entre o ajuste final do CMEC reconhecido em 2017 e o aprovado em Mai-18.*

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

Actividade de Investimento



Invest. Operacional (€ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18
Expansão	500	463	8%	+37	112	351	188	365	283	217		
Eólico & Solar	465	424	10%	+41	93	331	291	337	265	199		
Brasil	16	1	n.m.	+15	-	1	1	9	5	11		
P. Ibérica e Outro	20	38	-48%	-18	19	19	(103)	20	13	7		
Manutenção	229	284	-19%	-55	140	144	143	282	85	144		
Redes Reguladas P. Ibérica	87	146	-41%	-59	73	73	71	132	34	52		
Redes Reguladas Brasil	60	78	-22%	-17	42	35	39	41	26	34		
Outro	82	61	36%	+22	25	36	32	109	24	58		
Investim. Operacional Consolidado	729	747	-2%	-18	252	495	331	647	368	362		



Investimentos/(Desinvestimentos) Financeiros Líquidos (1) (€ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	81	45	78%	+36
Perímetro EDPR	-	1	-	-1
Perímetro EDP Brasil	81	39	108%	+42
OPA sobre EDPR	-	1	-	-1
P. Ibérica e Outros	-	5	-	-5
Desinvestimentos	71	299	-76%	-228
Perímetro EDPR	42	248	-83%	-206
Perímetro EDP Brasil	-	-	-	-
Venda de Naturgas (NED)	29	-	-	+29
P. Ibérica e Outro	0	51	-100%	-51
Investim. Financeiro Líquido	10	(253)	-	+263

O **investimento operacional consolidado** ascendeu a €729M no 1S18 (2% abaixo de 1S17), reflexo de uma redução de 19% no investimento operacional de manutenção. De acordo com a estratégia da EDP, 87% do total de investimento operacional foi dedicado a actividades reguladas ou contratadas a longo-prazo, incluindo projetos de expansão (68% do investimento operacional total, maioritariamente concentrado em nova capacidade renovável e em transmissão no Brasil).

O **investimento operacional de manutenção** (€229M no 1S18) foi maioritariamente absorvido pelas redes reguladas no Brasil e na P. Ibérica (64% do total de investimento operacional de manutenção). A queda no 1S18 está relacionada sobretudo com a venda da distribuição de gás na P. Ibérica (€18M investidos no 1S17), com diferenças de timing de alguns investimentos (a desaparecer nos próximos trimestres) e a taxa de câmbio (BRL) mais fraca subjacente ao investimento.

O **investimento em expansão** foi dedicado à construção de capacidade renovável e a novas linhas de transmissão no Brasil:

1) Nova capacidade eólica e solar: o investimento atingiu €465M no 1S18, 50% do qual na América do Norte, 19% no Brasil e 31% na Europa. A capacidade eólica *onshore* em construção a Jun-18 ascendia a 1.086MW: 63% nos EUA, 13% no Brasil e 24% na Europa.

2) Novas linhas de transmissão no Brasil: o investimento no 1S18 foi ainda reduzido (€16M), dado que a execução do investimento planeado de R\$3,1MM (c€0,7MM) até 2022 (5 novas linhas de transmissão no Brasil) estará concentrado no período 2019-2021 (95% do investimento esperado total).

Sumário de Actividade Expansão (1) (€ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Investim. Operacional Expansão	500	463	8%	+37
Investim. Financeiro Líquido	10	(253)	-	+263
Encaixe Parcerias Institucionais	(9)	(2)	-482%	-8
Outro (2)	91	539	-83%	-448
Total	592	748	-21%	-156

Os **desinvestimentos financeiros líquidos** ascenderam a €10M no 1S18, incluindo os efeitos de: (i) a aquisição de 19,6% da Celesc (Centrais Elétricas de Santa Catarina) no Brasil por €77M, finalizada em Abr-18; (ii) a venda de uma participação de 20% do parque eólico *offshore* em Moray East (UK) por €40M e o recebimento de €29M adicionais no 1S18 da venda da Naturgas Energia Distribución ('NED'), ambas no 1T18.

Em conclusão, a actividade de expansão líquida resultou num investimento líquido total de €592M no 1S18, incluindo a ligeira aceleração do investimento em expansão (+€37M em termos homólogos), não havendo nenhum impacto líquido material de alienações, aquisições ou parcerias com investidores institucionais. Note-se que, no 1S17, a expansão de investimento líquido inclui um impacto de €0.2MM oriundo da alienação de uma participação minoritária em activos eólicos em Portugal para uma OPA, a consolidação total dos activos eólicos no México (€0.2MM), a venda de uma participação de 3,5% na REN e rotação de capital significativo relacionado com fornecedores de activos fixos.

(1) Inclui suprimentos; (2) Inclui Variações no Fundo de Maneio relacionado com Fornecedores de Imobilizado, alterações de perímetro de consolidação e outros.

Cash Flow

Cash Flow Consolidado (€ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	7.035	7.171	-2%	-137
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	905	593	53%	+312
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(5.840)	(5.851)	0%	+10
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(442)	(624)	29%	+182
Fluxo gerado pelas operações	1.657	1.289	29%	+368
Receb./ (pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(20)	(311)	93%	+291
Fluxo das Actividades Operacionais	1.637	978	67%	+659
Fluxo das Actividades de Investimento	(855)	(1.021)	16%	+166
Fluxo das Actividades de Financiamento	(1.578)	577	-	-2.156
Variação de caixa e seus equivalentes	(797)	534	-	-1.331
Efeito das diferenças de câmbio	(49)	(67)	27%	+18

Variação da Dívida Líquida (€ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Fluxo Recorrente de Actividades Operacionais (1)	1.228	1.659	-26%	-431
EBITDA recorrente	1.740	1.902	-9%	-162
Investimento em Fundo de Maneio, Impostos e Outros	(512)	(243)	-111%	-269
Investimento Operacional em Manutenção	(263)	(329)	20%	+66
Juros financeiros líquidos pagos	(277)	(327)	15%	+50
Pagamentos a Parc. Institucionais EUA	(84)	(133)	37%	+49
Outros	(38)	(77)	51%	+39
Fluxo de Caixa Orgânico Recorrente	566	793	-29%	-228
Expansão	(592)	(748)	21%	+156
Capex de Expansão	(500)	(463)	-8%	-37
Invest./Desinvest. Fin. Líquidos(1)	(10)	253	-	-263
Recebimentos de Parcerias Institucionais nos EUA (eólico)	9	2	482%	+8
Outros	(91)	(539)	83%	+448
Variação de Activos Regulatórios	409	(71)	-	+480
Dividendos pagos a Accionistas EDP	(691)	(691)	0%	+0
Variações Cambiais	50	377	-87%	-326
Outros (Incluindo ajustamentos não recorrentes)	(11)	(626)	98%	+616
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(269)	(967)	72%	+697
Fundos Gerados pelas Operações (€ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.722	1.902	-10%	-181
Imposto corrente	(219)	(144)	-53%	-76
Juros financeiros líquidos	(292)	(343)	15%	+51
Resultados de associadas e dividendos	(9)	13	-	-22
Ajustamentos a FFO	(70)	(46)	-51%	-24
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	1.131	1.382	-18%	-251

O fluxo de caixa orgânico recorrente ascendeu a €566M no 1S18. Os adversos desenvolvimentos regulatórios em Portugal, combinados com a alienação do negócio ibérico de distribuição de gás (-€105M vs. 1S17) e com o acréscimo significativo em fundo de maneio no período (resultante do acréscimo de actividade) foram os principais responsáveis pela redução deste agregado no período. Em detalhe, importa mencionar: (i) o fluxo de caixa operacional recorrente, no valor de €1,2MM no 1S18, registou uma queda de €0,4MM em termos homólogos, reflexo do menor EBITDA (detalhes na pág. 3) e do maior investimento em fundo de maneio no período – um efeito temporário, que resultou da aceleração de procura e de produção de electricidade no 1S18; (ii) Juros líquidos pagos (líquido de juros capitalizados) no valor de €277M, registando uma melhoria de €50M em termos homólogos, em linha com a trajectória de redução de dívida e do respectivo custo. Note-se que o investimento operacional de manutenção (€263M) inclui working capital de fornecedores de activos fixos.

O investimento de expansão líquido de desinvestimentos (€592M no 1S18) absorveu o fluxo de caixa orgânico recorrente. A expansão de actividade compreendeu a construção de nova capacidade eólica, o investimento na CELESC (R\$0.3MM) e a venda de participação de 20% no projecto offshore de Moray no UK (£36M). De notar que o 1S17 foi impactado por vendas de participações (€0,25MM, na venda à CTG de uma posição minoritária em parques eólicos em Portugal e na venda de posição de 3,5% na REN); pela consolidação integral de activos eólicos no México (€0,2MM); e por maiores pagamentos a fornecedores de activos fixos.

Os activos regulatórios no 1S18 caíram €409M face a Dez-17, suportados pela venda de défice (€0,9MM).

Em 2-Mai-18, a EDP colocou à disposição dos accionistas o valor anual dos dividendos: €691M ou €0,19/acção.

As variações cambiais afectaram positivamente a dívida líquida (-€50M na dívida no 1S18), em virtude da apreciação do USD (+3%; +€100M na dívida) e da depreciação do BRL (-11%; -€152M na dívida), ambos face ao Euro comparativamente a Dez-17.

Os impactos não recorrentes (incluídos em Outros) foram nulos no 1S18, enquanto que no 1S17 esta rubrica ascendia a €0,6MM (igualmente distribuídos entre pagamento de impostos sobre securitizações efectuadas em Portugal durante 2016 e um pagamento de IVA em Espanha, recuperado no 4T17).

Em conclusão, a dívida líquida aumentou €269M vs. Dez-17 para €14,2MM a Jun-18.

O FFO desceu 18% vs. 1S17, totalizando €1.131M no 1S18, reflexo de (i) uma queda de €181M no EBITDA (detalhes na página 3); (ii) um aumento de €76M do imposto corrente, fortemente influenciado por maiores vendas de activos regulatórios a receber em Portugal durante 1S18 (~€0,9MM) face a 1S17 (€0,6MM); (iii) um decréscimo de €51M dos juros financeiros líquidos; e (iv) redução de €22M nos dividendos recebidos de Associadas, suportado pela venda da participação na REN, em 2017.

Posição Financeira Consolidada

edp

Activo (€ M)	Jun vs. Dez		
	Jun-18	Dez-17	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	22.749	22.731	19
Activos intangíveis	4.484	4.747	-264
Goodwill	2.239	2.233	7
Invest. Financeiros, Activos para venda (Detalhe pág 28)	1.262	1.236	26
Impostos, correntes e diferidos	1.612	1.390	222
Inventários	305	266	39
Outros activos, líquido	6.652	7.028	-376
Depósitos colaterais	41	45	-4
Caixa e equivalentes de caixa	1.555	2.400	-846
Total do Activo	40.898	42.075	-1.177

Capital Próprio (€ M)	Jun-18	Dez-17	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.954	9.546	-592
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 28)	3.887	3.934	-48
Total do Capital Próprio	12.840	13.480	-640

Passivo (€M)	Jun-18	Dez-17	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	16.368	16.918	-550
Médio e longo prazo	14.370	15.470	-1.099
Curto prazo	1.998	1.448	550
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.443	1.522	-79
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.121	1.249	-128
Provisões	816	753	63
Impostos, correntes e diferidos	1.337	1.122	215
Proveitos diferidos de invest. institucionais	969	915	54
Outros passivos, líquido	6.004	6.117	-113
Total do Passivo	28.058	28.595	-537

Total do Capital Próprio e Passivo	40.898	42.075	-1.177
---	---------------	---------------	---------------

Benefícios aos Empregados (€M)	Jun-18	Dez-17	Δ Abs.
Benefícios aos Empregados (antes de impostos)	1.443	1.522	-79
Pensões	701	763	-62
Actos médicos e outros	742	759	-17
Impostos diferidos s/ Benefícios Empregados (-)	-435	-459	24
Benefícios aos Empregados (líq. Imposto)	1.008	1.064	-55

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Jun-18	Dez-17	Δ Abs.
Receb. Futuros Actividade Regulada (antes imp.)	465	870	-405
Portugal - Distribuição (1)	219	608	-389
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	160	237	-76
Brasil	86	26	61
Ajustamento "Fair value" (+)	2	-	2
Impostos diferidos s/ Rec. Fut. Activ. Regul. (-)	-120	-266	146
Receb. Futuros da Actividade Regulada (líq. Imposto)	347	604	-257

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €0,2MM vs. Dez-17 para €27,2MM a Jun-18, afectado essencialmente por -€0,2MM relativos a diferenças de taxas de câmbio decorrentes da desvalorização do BRL (-11%) vs. EUR entre Dez-17 e Jun-18. A Jun-18, o imobilizado em curso ascendeu a €2,3MM (9% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis consolidado): 58% proveniente da EDPR, 6% da EDP Brasil e 36% ao nível da EDP.

Os **investimentos financeiros e activos detidos para venda** ficaram estáveis vs. Dez-17. Note-se que algumas centrais mini-hídricas em Portugal e no Brasil, juntamente com uma central de biomassa em Portugal, estão classificadas como activos detidos para venda. De notar que, a Jun-18, os investimentos financeiros incluem: i) €307M ao nível da EDPR, correspondentes a participações em parques eólicos (331MW) nos EUA e em Espanha, e participações de 57% e 43% em projectos *offshore* no Reino Unido e em França, respectivamente; ii) €429M ao nível da EDP Brasil, maioritariamente relacionados com as participações na Celesc (19.6%), Jari (50%), Cachoeira-Caldeirão (50%) e São Manoel (33%); e iii) €256M ao nível da EDP, incluindo uma participação de 50% na EDP Ásia (empresa detentora de 21% na CEM) e outros.

Os **impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos** ficaram estáveis vs. Dez-17. O montante em **Outros activos, líquido** sofreu um decréscimo de €0,4MM vs. Dez-17 para €6,7MM a Jun-18, em linha com os activos regulatórios. **De salientar que outros activos (líquidos) incluem €0,2MM a receber da venda da Naturgas Distribuição.**

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** regrediu €0.4MM vs. Dez-18, para €467M a Jun-18 (**€347M líquidos de impostos**), em virtude do efeito combinado da venda de €0.9MM dos activos regulatórios em Portugal mitigado pelo reflectir do défice tarifário anual nas contas da EDP. É de notar que a dívida total do sistema em Portugal diminuiu €0.3MM no 1S18 para €4.4bn a Jun-18, fruto sobretudo do crescimento da procura (+3.5% energia distribuída vs. 1S17) e dos passados cortes regulatórios em Portugal.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** diminuíram €0,6MM, para €9,0MM a Jun-18, reflectindo €0,4MM de resultado líquido gerado no período, mitigado pelo pagamento do dividendo anual (€0,7MM), pelo impacto da adopção da IFRS 9 e IFRS 15 (€0.1bn) e pelo impacto de diferenças no câmbio a nível da consolidação, no seguimento da depreciação do BRL vs. EUR.

Os **interesses não controláveis** mantiveram-se constantes em relação a Dez-17, a €3,9MM a Jun-18, dado que os resultados atribuíveis a minoritários no período foram mitigados pela depreciação do BRL vs. EUR.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** caiu €0,1MM face a Dez-17 para €1,4MM a Jun-18 (**€1,0MM, líquido de impostos**), na sequência do pagamento recorrente de benefícios e actos médicos no 1S18.

O **passivo relativo a parcerias institucionais líquido de proveitos diferidos** diminuiu €0,1MM vs. Dez-17 para €1,1MM a Jun-18, reflectindo os benefícios utilizados pelos parceiros de "tax equity" durante o período.

As **Provisões** a Jun-18 ascenderam a €816M, onde 57% correspondem ao desmantelamento de centrais (dos quais ~59% são ao nível da EDPR). O aumento de €63M no 1S18 está maioritariamente relacionado com a Contribuição Extraordinária do Sector Energético (CESE) em Portugal.

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

Dívida Financeira Líquida

edp

Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)	Jun-18	Dez-17	Δ %	Δ Abs.
Dívida Financeira Nominal	16.115	16.575	-3%	-460
EDP S.A. e EDP Finance BV	13.856	14.079	-2%	-223
EDP Renováveis	905	992	-9%	-88
EDP Brasil	1.354	1.504	-10%	-150
Juros da dívida a liquidar	183	261	-30%	-78
"Fair Value"(cobertura dívida)	70	81	-13%	-11
Derivados associados com dívida (2)	(114)	(141)	19%	27
Depósitos colaterais associados com dívida	(41)	(45)	9%	4
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(381)	(391)	3%	10

Dívida Financeira	15.832	16.340	-3%	-508
Caixa e Equivalentes	1.555	2.400	-35%	-846
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	861	1.608	-46%	-747
EDP Renováveis	364	388	-6%	-24
EDP Brasil	329	404	-18%	-74
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	106	38	181%	68

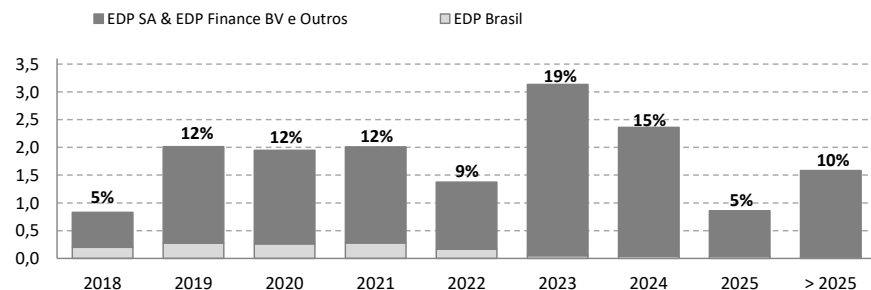
Dívida líquida do Grupo EDP	14.172	13.902	2%	269
------------------------------------	---------------	---------------	-----------	------------

Linhas de Crédito a Jun-18 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	75	1	75	jul/19
Linha Crédito "Revolving"	3.300	22	3.300	out/22
Linha Crédito "Revolving"	2.240	17	1.394	mar/23
Linhas Crédito Domésticas	226	10	226	Renewable
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	100	2021
Total Linhas Crédito	5.941		5.095	

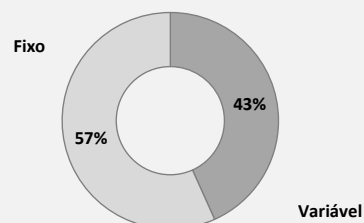
Ratings da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BBB-/Stable/A-3	Baa3/Stable/P3	BBB-/Stab/F3
Último Relatório de Rating	08/08/2017	03/04/2017	14/12/2017

Rácios de Dívida	Jun-18 (3)	Dez-17
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios	4,0x	3,7x

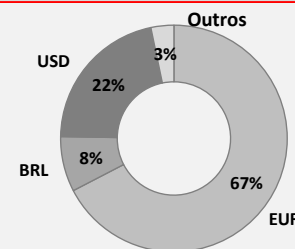
Maturidade da Dívida a Jun-18 (1)



Dívida por Tipo de Taxa de Juro - Jun-18 (1)
--



Dívida por Tipo de moeda - Jun-18 (1)



A **dívida financeira** da EDP é emitida essencialmente ao nível da 'holding' (EDP S.A. e EDP Finance B.V.) através dos mercados de dívida e de empréstimos bancários. A manutenção do acesso a fontes diversificadas de financiamento e assegurar as necessidades de refinanciamento com 12-24 meses de antecedência são princípios que continuam a fazer parte da estratégia de financiamento da empresa.

Em Dez-17, a **Fitch** reafirmou a notação de rating da EDP em "BBB-", com Outlook 'Estável'. 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'. A subida de rating da S&P ocorreu no seguimento da conclusão da venda do negócio de distribuição de gás em Espanha da EDP, cujo encaixe financeiro foi parcialmente aplicado na aquisição de acções da EDP Renováveis. A S&P espera a melhoria das métricas de crédito da EDP, suportada por uma redução material da dívida com o valor das alienações e com a melhoria da performance operacional, 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 no 1S18**, em Fev-18 a EDP amortizou USD531 de uma obrigação de USD1.000M com cupão de 6%, da qual USD 469M tinham sido recomprados em Dez-16. Em Mar-18, a EDP assinou um "Revolving Credit Facility" ("RCF") de €2.240M com maturidade a 5 anos (com opção de estender por mais 2 anos adicionais, sujeito a aprovação dos bancos), que pode ser levantado tanto em EUR como em USD, substituindo uma RCF de €2.000M cuja maturidade seria atingida a Fev-20. Em Jun-18, a EDP emitiu uma obrigação de €750M com um yield de 1,67% e maturidade a Jan-26. As emissões de obrigações da EDP estão em linha com a política financeira da EDP de alargar o prazo médio da dívida contribuindo para a melhoria das suas métricas de crédito e execução dos seus objectivos de desalavancagem financeira.

O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais atingiu 78% enquanto o remanescente da dívida foi angariado essencialmente através de empréstimos bancários. **As necessidades de refinanciamento para 2018** ascendem a €0,8MM, dos quais €0,2MM em obrigações e €0,6MM em empréstimos bancários. **Em 2019 e 2020** as necessidades de refinanciamento totalizam aproximadamente €4,0MM. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €6,7MM a Jun-18. Assim, a posição de liquidez permite agora à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além de 2020.



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico

Balança Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1S18	1S17	Δ%	1S18	1S17	Δ%	1S18	1S17	Δ%
Hidroeléctrica	7,7	4,3	80%	22,2	13,2	68%	29,9	17,5	71%
Nuclear	-	-	-	25,4	28,4	-11%	25,4	28,4	-11%
Carvão	4,6	6,6	-30%	13,8	20,0	-31%	18,4	26,6	-31%
CCGT	4,0	5,9	-32%	10,9	11,9	-8%	15,0	17,8	-16%
(-) Bombagem	(1,0)	(1,2)	-20%	(2,2)	(2,1)	8%	(3,2)	(3,3)	-2%
Regime Convencional	15,3	15,5	-1%	70,1	71,5	-2%	85,4	87,1	-2%
Eólica	7,0	6,4	10%	27,8	25,2	10%	34,8	31,5	10%
Outras	4,9	4,6	6%	23,0	23,6	-2%	27,9	28,2	-1%
Regime Especial	11,9	11,0	8%	50,8	48,8	4%	62,7	59,8	5%
Importação/(exportação)	(1,5)	(1,7)	-12%	5,5	4,6	20%	4,0	2,9	38%
Consumo Referido à Emissão	25,7	24,8	3,7%	126,4	124,9	1,2%	152,1	149,7	1,6%
Corrigido temperatura, dias úteis			2,9%			1,1%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1S18	1S17	Δ%	1S18	1S17	Δ%	1S18	1S17	Δ%
Procura convencional	22,5	21,4	5%	152,9	141,9	8%	175,4	163,3	7%
Procura para produção electricidade	8,3	12,1	-31%	26,1	27,2	-4%	34,4	39,3	-13%
Procura Total	30,8	33,6	-8%	178,9	169,1	6%	209,7	202,6	4%

A procura de electricidade na P. Ibérica cresceu 1,6% no 1S18, após uma descida de 0,4% em termos homólogos no 2T18 (vs. +3.5% in 1T18), refletindo temperaturas mais frias no 2T18 comparativamente a 2T17 extremamente quente. Em Espanha (83% da procura total na P. Ibérica), ajustada de temperatura e dias úteis, a procura aumentou 1,1% face ao 1S17. Em Portugal (17% da procura total na P. Ibérica), ajustada de temperatura e dias úteis, a procura aumentou 2,9% face ao 1S17, influenciada quer pelo segmento residencial quer industrial.

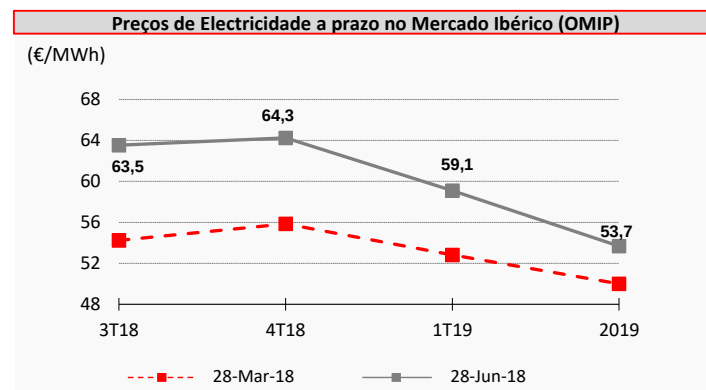
A capacidade instalada na P. Ibérica reduziu em 0.7GW para 118.9GW a Jun-18, refletindo a redução da capacidade instalada em cogeração (-0.9GW).

A procura residual térmica (PRT) diminuiu 25% no 1S18 (-11TWh) face ao 1S17, suportada por: (i) aumento de 12,5TWh da produção hídrica (em termos líquidos de bombagem) devido a uma forte recuperação dos recursos hídricos (15% e 40% acima da média de longo prazo em Portugal e Espanha, respectivamente, face a 40% abaixo da média de longo no 1S17), que também permitiu a recuperação do nível dos reservatórios; (ii) aumento de 3,3TWh da produção eólica, sustentado por recursos eólicos excepcionais no 1T18 (visto que no 2T18 a produção eólica diminuiu 5% em termos homólogos devido a recursos eólicos mais fracos); e (iii) aumento de 1,1TWh das importações líquidas. Por sua vez, a produção nuclear caiu 3,1TWh, refletindo diversas paragens. Como consequência, a produção a carvão diminuiu 31% (-8,2TWh) e a produção das CCGT desceu 16% (-2,9TWh). Em termos gerais, o crescimento da procura na P. Ibérica (+2,4TWh) foi satisfeito pelo aumento da produção eólica e hídrica, resultando em factores de utilização inferiores para o carvão (-17p.p. para 38%) e CCGT's (-2p.p. para 12%), respetivamente.

O preço médio à vista caiu 2% em termos homólogos, para cerca de €50/MWh, em grande medida devido a uma maior produção de energia eólica e hídrica, apesar de no 2T18 ter sido registado um avanço de 10%, impulsionado pelo aumento do preço das commodities, várias paragens nucleares e produção eólica inferior. O preço médio de CO₂ disparou 96% no 1S18 em termos homólogos, para €9,8/ton. O preço médio final de electricidade em Espanha manteve-se relativamente estável no 1S18, em €59/MWh. A diferença entre o preço final de electricidade e o preço da pool é essencialmente explicada pela contribuição da criação de perfis, do mercado de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

No mercado de gás da P. Ibérica, o consumo cresceu 4% no 1S18 face ao 1S17, reflectindo o impacto combinado de: (i) um aumento de 7% na procura de gás convencional (84% do total na P. Ibérica), explicado essencialmente por temperaturas mais baixas no 1S18 face ao 1S17; e (ii) uma diminuição de 13% no consumo de gás para produção de electricidade (16% do total na P. Ibérica), devido a uma redução da procura residual térmica.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1S18	1S17	Δ%
Hídrica	26,6	24,5	8%
Nuclear	7,0	7,0	-
Carvão	11,3	11,3	0%
CCGT	28,8	28,8	0%
Regime Convencional	73,6	71,5	3%
Eólica	28,5	28,5	0%
PRE's (outras)	16,7	19,6	-15%
Regime Especial	45,3	48,1	-6%
Total	118,9	119,6	-1%



Factores Chave (1)	1S18	1S17	Δ%
Coef. hidráulica (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,15	0,58	98%
Espanha	1,40	0,60	133%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,08	0,99	9%
Preço de elect. à vista, €/MWh			
Portugal	50	51	-2%
Espanha	50	51	-2%
Preço final elect. à vista, €/MWh (2)			
Espanha	59	59	0%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton	9,8	5,0	96%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/ton	88	79	12%
Mibgas (€/MWh)	22	21	4%
Gás NBP, €/MWh	21	17	25%
Brent, USD/Barril	71	52	36%
EUR/USD	1,21	1,08	12%

Produção e Comercialização no Mercado Ibérico

DR Operacional (€ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	773	671	15%	+103
OPEX (1)	214	225	-5%	-11
Outros custos operacionais (liq.)	123	86	43%	+37
Custos Operacionais Líquidos	336	310	8%	+26
EBITDA	437	360	21%	+77
Amortizações, imparidades e provisões	190	189	1%	+2
EBIT	247	172	44%	+75

Margem Bruta Electricidade (€ M)	1S18	1S17	Δ%	Δ Abs.
Fontes & Destinos Electricidade	701	507	38%	+193
Volume Total (TWh) - Detalhe abaixo	35	35	0%	+0,0
Margem Unitária (€/MWh)	19,8	14,4	38%	+5,5
Antes de Coberturas (€/MWh) - Detalhe abaixo	20,5	13,1	56%	+7,4
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (2)	(0,7)	1,2	-	-1,9
Outros	73	163	-55%	-90,7
Produção e Comercial. electricidade (Detalhe Pág 12)	75	171	-56%	-96,3
Trading de Gás, Outros e Ajustamentos	(2)	(8)	72%	+5,6
Total	773	671	15%	+103

Fontes & Destinos Electricidade	1S18	1S17	Δ%	1S18	1S17	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (3)		
Produção própria (4)	16.759	16.476	2%	22	33	-33%
Compras	18.587	18.843	-1%	52	58	-11%
Fontes de Electricidade	35.346	35.319	0%	38	47	-19%
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (5)		
Perdas na Rede	2.308	1.778	30%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais	16.278	17.066	-5%	66	63	5%
Mercado Grossista	16.759	16.476	2%	59	63	-6%
Destinos de Electricidade	35.346	35.319	0%	58	60	-2%

Destinos de Gás (TWh)	1S18	1S17	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	5,3	6,3	-16%	-1,0
Vendido no mercado grossista	4,7	4,6	3%	+0,1
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	6,7	6,8	-2%	-0,1
Total	16,7	17,7	-6%	-1,0

A 3 de Maio, a EDP tomou conhecimento, por carta da DGEG, da homologação do valor de €154M, conforme proposto pela ERSE e oficialmente aprovado. Nesse sentido, não obstante a EDP se encontrar a analisar os fundamentos técnicos e legais da referida homologação, ajustou-se a diferença dos valores já reconhecidos em receitas, traduzindo-se num impacto de -€26M no EBITDA, do qual -€18M é referente ao 2S17 (não recorrente).

Excluindo o impacto extraordinário de €18M no 1S18, o **EBITDA da Produção e Comercialização subiu 26% em termos homólogos, para €455M**, suportado por um mix de geração mais barato, impulsionado por uma forte recuperação dos recursos e produção hídricos (peso de 50% do mix de geração no 1S18 face a um peso de 27% no 1S17). De facto, apesar dos recursos hídricos em Portugal terem sido 15% acima da média histórica, uma parte significativa desta subida foi usada para a recuperação do nível dos reservatórios hídricos (em vez de serem utilizados para a produção de energia elétrica), com um aumento de 1TWh das reservas hídricas no 1S18 (vs. +0.4TWh no 1S17). Adicionalmente, o EBITDA no 1S18 foi penalizado por: (i) alterações regulatórias em Portugal, reflectidas no aumento dos custos com o clawback e tarifa social (+€35M vs. 1S17) e a redução do ajustamento final do CMEC; (ii) preços com baixa volatilidade e a manutenção de preços pool na P. Ibérica, o que não permitiu melhorias significativas nos resultados de gestão de energia e de bombagem; e (iii) EBITDA da comercialização negativo (-€24M vs. 1S17), já que as margens foram penalizadas pelo alto custo com o aprovisionamento no mercado da P. Ibérica e por algumas alterações regulatórias adversas em Portugal.

Excluindo o impacto não recorrente do CMEC, a **margem bruta cresceu 18% em termos homólogos, para €792M no 1S18**, fruto de uma margem média unitária mais elevada (€20/MWh no 1S18 vs. €14/MWh no 1S17):

Volumes: O volume vendido manteve-se estável em termos homólogos, correspondendo a 35TWh no 1S18, reflectindo uma queda de 5% de volume de electricidade vendido a clientes finais; e uma subida de 2% no mercado grossista, devido ao crescimento da produção. A produção própria subiu 2% em termos homólogos, refletindo um aumento da produção hídrica; as compras de electricidade recuaram 1% vs. 1S17.

Margens ⁽²⁾⁽³⁾: A margem média antes de coberturas subiu de €13/MWh no 1S17, para €21/MWh no 1S18, por força de um mix de produção mais barato. O **custo médio da electricidade vendida** caiu 19% em termos homólogos, para €38/MWh no 1S18, suportado por uma maior contribuição de produção hídrica e por um menor custo médio de electricidade comprada. O **preço médio da electricidade vendida** desceu 2% em termos homólogos no 1S18, reflectindo o impacto combinado de (i) uma queda de 6% no preço médio nas vendas em mercado grossista; (ii) aumento de 5% no preço médio de venda a clientes.

Os **custos operacionais líquidos** ascenderam a €336M no 1S18 (+8% vs. 1S17), impactados por custos regulatórios mais elevados em Portugal.

O **nosso abastecimento de gás** em 2018 baseia-se num portfólio anual de 2,6bcm/ano afecto a contratos de longo prazo. Em 2018, o volume de gás utilizado caiu 6% em termos homólogos, em resultado da descida de 16% do volume consumido pelas nossas centrais CCGT (-1.0TWh). Por seu turno, os volumes vendidos a clientes finais aumentaram 3% face ao 1S17 (+0.1TWh), enquanto que as vendas no mercado grossista caíram 2% (-0.1TWh).

A EDP está a adaptar a sua estratégia de cobertura às actuais condições de mercado. Neste sentido, a EDP fechou posição para cerca de 82% da produção a carvão esperada em 2018. Adicionalmente, a EDP tem já vendas contratadas de electricidade a clientes finais que totalizam ~26TWh, a um preço médio de €58/MWh. Paralelamente a EDP também fechou 100% da margem do gás comprometido para 2018.

(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, operação e resíduos; (5) Inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso, serviços de sistema.

Produção de Electricidade no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1S18	1S17	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	648	520	25%	+128
OPEX (1)	117	122	-5%	-6
Outros custos operacionais (liq.)	87	59	48%	+28
Custos Operacionais Líquidos	204	182	12%	+23
EBITDA	444	339	31%	+106
Amortizações, imparidades; Provisões	172	182	-6%	-10
EBIT	272	156	74%	+116

Dados-chave	1S18	1S17	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	17.232	16.778	3%	+454
Hidroelétrica	8.433	4.522	86%	+3.911
CCGT	2.147	3.101	-31%	-954
Carvão	5.661	8.297	-32%	-2.635
Nuclear	518	557	-7%	-38
Mini-hídricas, Cog. e Resíduos	473	302	56%	170
Volume de Bombagem (GWh)	965	1.202	-20%	(236)
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	22	33	-33%	-11,1
Hidroelétrica	6	21	-73%	-15,6
CCGT	54	53	1%	+0,3
Carvão	36	34	6%	+2,0
Nuclear	5	5	10%	+0,4
Factores de Utilização (%)				
Hidroelétrica	27%	15%	-	12p.p.
CCGT	13%	19%	-	-6p.p.
Carvão	54%	79%	-	-25p.p.
Nuclear	77%	82%	-	-10p.p.
Empregados (#)	1.555	1.629	-5%	-74
Investimento Operacional (€M)	66	60	10%	+6
Expansão	15	37	-59%	-22
Manutenção	51	23	120%	+28

Outros detalhes adicionais (€ M)	1S18	1S17	Δ%	Δ Abs.
Ao nível da margem bruta:				
Garantia de potência	24	24	-2%	-0
Mini-hídricas, cog. & resíduos	37	27	36%	+10
Revisibilidade CMEC	5	111	-95%	-106
Ao nível da EBITDA:				
Custos regulatórios (3)	114	93	22%	+21

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.

O **portfólio de geração na Península Ibérica** (excluindo geração eólica e solar) integra um total de 13,6GW, dos quais 52% corresponde a centrais hídricas, 27% a CCGTs, 18% a centrais a carvão (86% com DeNOX), 2% a centrais mini-hídricas, a cogeração e resíduos; e 1% em nuclear.

A **produção** das centrais de geração (incluindo mini-hídricas, cogeração e resíduos) subiu 3% no 1S18 (+0,5TWh vs. 1S17), para 17,2TWh, refletindo uma forte subida na produção hídrica de 3,9TWh no 1S18 face ao 1S17, como consequência da forte recuperação de recursos hídricos, que por sua vez foi parcialmente compensada pela queda na produção das centrais térmicas: a produção a carvão caiu 2,6TWh e a produção em CCGT caiu 1,0TWh. Apesar dos recursos hídricos em Portugal terem sido 15% acima da média histórica, uma parte significativa desta subida foi usada para o enchimento de reservatórios hídricos (em vez de serem utilizados para a produção de energia elétrica), tendo-se registado um aumento de 1TWh das reservas hídricas no 1S18 (face a +0.4TWh no 1S17).

O **custo médio de produção** caiu 33% em termos homólogos, para €22/MWh no 1S18, reflectindo sobretudo um aumento da contribuição da tecnologia hídrica (50% da produção total no 1S18 face a 27% no 1S17). O **custo de produção médio nas nossas centrais de carvão** aumentou 6% face ao 1S17, suportado por um preço mais alto de carvão e de CO2. O **custo de produção médio em CCGTs** aumentou 1% em termos homólogos.

A **margem bruta da Produção na P. Ibérica** subiu 25% em termos homólogos para €648M, devido a um custo médio de produção mais baixo refletindo um aumento da contribuição da tecnologia hídrica. Note-se que o impacto em termos homólogos da forte recuperação do recurso hídricos no 1S18 foi atenuado pelo: (i) impacto não corrente referente à CMEC (€18M in 1H18); e (ii) o desvio anual da margem bruta em CAE/CMEC face à referência CMEC totalizou €111M no 1S17 e terminou em Jun-17 (€5M contabilizados no 1S18 reflectem ajustamentos de anos anteriores).

Os **custos operacionais líq.** aumentaram 12% em termos homólogos, para €204M no 1S18, em larga medida devido ao aumento do clawback em Portugal. Os **custos regulatórios** aumentaram 22% vs. 1S17, para €114M no 1S18, em resultado de: (i) ao nível da margem bruta, um aumento de €2M nos custos com a tarifa social em Portugal no 1S18; (ii) ao nível de 'Outros custos operacionais', um aumento de €33M do clawback em Portugal, parcialmente mitigado pela queda dos impostos sobre a geração em Espanha. Saliente-se que em 17-Nov-17, o Governo Português através do Despacho 9955/2017, definiu a taxa de clawback em €4,75/MWh com efeitos a partir de 24-Ago-17, solicitando à ERSE uma alteração na metodologia e pressupostos utilizados no cálculo do clawback. Em relação à garantia de potência em Portugal, é de salientar que o Governo Português decidiu suspender o leilão para a atribuição de garantia de potência em 2018 (Despacho 93/2018) em Abr-18, até a Comissão Europeia (CE) se pronunciar formalmente acerca das regras do leilão de acordo o enquadramento legal da CE. Note-se que a CE já aprovou mecanismo de capacidade em 6 países europeus. Adicionalmente, saliente-se que as regras actuais foram definidas em Mar-17 e que o leilão para garantia de potência em 2018 (resolução nº 2275-A/2017) foi inicialmente marcado para Mai-17, as receitas do pagamento de capacidade em Portugal durante 2017 foram inexistentes no 1T17, tendo ascendido a €5M no final de 2017. De notar ainda que, em Espanha, desde Jul-18 os pagamentos de disponibilidade às centrais térmicas não foram prolongados pelo Ministério da Energia.

As **amortizações, imparidades e provisões** caíram 6% em termos homólogos, para €172M no 1S18, impactadas pelas imparidades reconhecidas em 2017 em algumas centrais a carvão na P. Ibérica.

O **investimento operacional** subiu 10% vs. 1S17 para €66M no 1S18, reflectindo essencialmente trabalhos de manutenção nas nossas CCGT. Saliente-se que o investimento operacional de expansão ascendeu a €15M, respeitando a trabalhos finais nas áreas circundantes da central de Foz-Tua.

(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



	1S18	1S17	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	129	153	-16%	-24
OPEX (1)	101	107	-6%	-6
Outros custos operacionais (liq.)	34	24	40%	+10
Custos Operacionais Líquidos	134	131	3%	+4
EBITDA	(5)	22	-	-28
Amortizações e imparidades	18	6	187%	+12
EBIT	(23)	16	-	-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 Jun-18, o **portifólio da EDP contava com 5,3M de clientes**, sobretudo no segmento residencial e PME (cerca de 44% do total do consumo). Nos últimos 12 meses, o portfólio de clientes cresceu 1%: +1% em Portugal e +4% em Espanha, influenciado sobretudo pelo segmento residencial. Em Portugal, segundo os dados mais recentes da ERSE, 94% do consumo total de electricidade já estava a ser fornecido no mercado livre em Mai-18. Note-se que, a seguinte publicação do DL 105/2017, os consumidores de electricidade em Portugal estão, desde 1-Jan-18, autorizados a regressar ao mercado regulamentado até ao final de 2020.

Dados-chave	1S18	1S17	Δ%	Δ Abs.
Carteira de Clientes (mil)				
Electricidade	5.272	5.203	1%	+69
Portugal	4.130	4.106	1%	+23
Espanha	1.143	1.097	4%	+46
Gas	1.541	1.491	3%	+50
Portugal	654	629	4%	+25
Espanha	887	862	3%	+25
Taxa de penetração Dual Fuel (%)	30%	29%	2%	+0
Outros Serviços				
Rácio de Serviços por contracto (%)	17%	16%	9%	1p.p.
Volume de electricidade vendido (GWh)	15.537	16.269	-5%	-733
Residencial	6.813	6.418	6%	+395
Industrial	8.724	9.851	-11%	-1.127
Volume de gás vendido (GWh)	7.077	6.848	3%	+229
Residencial	4.110	3.597	14%	+513
Industrial	2.968	3.251	-9%	-283
Facturação electrónica (%)	32%	28%	13%	4p.p.
Reclamações por 1000 contractos (#)	13	14	-7%	-1
Empregados (#)	567	508	12%	+59
OPEX por cliente (2) (€)	15	16	-7%	-1
EBITDA por cliente (2) (€)	-1	3	-	-4
Investimento Operacional (€ M)	7	7	-4%	-0

A EDP tem como objectivo expandir o seu portfólio 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% (vs. 29% no 1S17), compreendendo diferentes estágios de evolução na P. Ibérica: (i) em Portugal, a penetração da oferta dual correspondia a 16% em Jun-18; e (ii) em Espanha, a percentagem de clientes com oferta dual ascendia a 79% em Jun-18. Adicionalmente, na P. Ibérica, a taxa de penetração de contratos de serviços subiu de 16% em Jun-17 para 17% em Jun-18.

O **volume de electricidade** vendido na P. Ibérica caiu 5% em termos homólogos, para 15,5TWh no 1S18, reflectindo o impacto combinado de: (i) aumento de 6% face ao 1S17 no segmento residencial; e (ii) queda de 11% no segmento empresarial, reflexo de critérios comerciais mais selectivos.

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização na P. Ibérica** caiu 16% face ao 1S17 para €129M, reflexo de: (i) ajustamentos relativos a anos anteriores; e (ii) mudanças regulatórias adversas em Portugal e custos elevados da electricidade vendida no mercado Ibérico.

Os **custos operacionais líquidos** subiram 3% face ao 1S17, para €134M no 1S18. 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 32% do total, em Jun-18, um aumento de 4pp face a Jun-17.

(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)			
	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	823	856	-4%	-33
OPEX (1)	217	205	6%	+11
Outros custos operac. (líq.)	(79)	(68)	17%	-12
Custos Operacionais Líq.	137	137	-0%	-0
EBITDA	686	719	-5%	-33
Amortizações, impar.; Provisões	259	260	0%	-1
EBIT	427	459	-7%	-32
Resultados financeiros	(133)	(148)	-10%	+15
Resultados em associadas	1	2	-58%	-1
Resultados Antes de Impostos	295	313	-6%	-19
Investim. Operac. (€ M) (2)	465	424	10%	+41
Europa (3)	146	55	165%	+91
América do Norte	230	321	-28%	-91
Brasil	88	48	83%	+40
Outros & Ajustam.	-	-	-	-

Dados Gerais	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Capacid. Instalada (MW)	10.713	10.072	6%	+641
Europa	5.098	5.007	2%	+91
América do Norte	5.284	4.861	9%	+423
Brasil	331	204	62%	+127
Electric. Produzida (GWh)	15.451	14.546	6%	+905
Factor méd. utilização (%)	34%	34%	-	-
Preço méd. venda (€/MWh)	53,5	59,9	-11%	-6
Core Opex/MW Méd (€mil) (4)	20,3	20,6	-1%	-0
Empregados (#)	1.326	1.183	12%	+143
EBITDA (€ M)	686	719	-5%	-33
Europa (3)	369	357	3%	+11
América do Norte	311	357	-13%	-46
Brasil	14	12	10%	+1
Outros & Ajustam.	(7)	(8)	-6%	+1
EBIT (€ M)	427	459	-7%	-32
Europa (3)	246	236	4%	+11
América do Norte	181	225	-19%	-43
Brasil	7	7	4%	+
Outros & Ajustam.	(9)	(9)	-5%	+

Dados da Acção	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	8,93	6,96	28%	2,0
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	82,6%	77,5%	5p.p.	5
Dados Dem. Posição Financeira (€M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Investim. Financeiros, Act. detidos para venda	317	328	-4%	-12
Dívida Líquida	3.216	3.130	3%	+86
Empréstimos bancários e outros (Liq.)	475	620	-23%	-145
Dívida c/ empresas EDP (Liq.)	2.742	2.511	9%	+231
Interesses não controláveis	1.615	1.512	7%	+103
Passivo líq. Parc. invest. Instituc. (5)	1.121	1.129	-1%	-8
Valor Contabilístico	6.379	6.342	1%	+36
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,17	1,14	-2%	0,02
Resultados Financeiros (€ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(67)	(73)	9%	+6
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(40)	(48)	16%	+8
Custos capitalizados	10	6	73%	+4
Diferenças Cambiais e Derivados	1	(0)	-	+1
Outros	(37)	(32)	-	-5
Resultados Financeiros	(133)	(148)	10%	+15

A EDP Renováveis (82,6% detida pela EDP), opera e desenvolve a capacidade eólica e solar do Grupo EDP. A Jun-18, a EDPR operava 11.044MW (+616MW no 1S18 vs. 1S17), 331MW dos quais consolidados por equivalência patrimonial, instalados em 11 países. A margem brutal da EDPR deriva principalmente de capacidade contratada (CAEs) ou tarifas reguladas permitindo maior visibilidade na geração de cash-flow.

O EBITDA da EDPR diminuiu 5% face ao 1S17, para os €686M no 1S18, impactado por: i) efeito cambial -€39M, (devido principalmente à depreciação do USD), ii) menor preço médio de venda -11%, e iii) menor rendimento proveniente do término do prazo de 10 anos de alguns créditos fiscais de produção ("PTCs"). **Se ajustado do efeito cambial, o EBITDA cresce 1% em termos homólogos**, impulsionado pela maior capacidade média em operação (7%), nomeadamente nos EUA, Itália, França e Brasil, todavia negativamente impactado pelo preço médio de venda mais baixo (principalmente na Polónia e Roménia com nova regulação na atribuição e cálculo dos Certificados Verdes (CVs) e menor preço nos EUA).

O factor médio de utilização foi estável durante o período nos 34%, e reflecte o factor de utilização mais elevado, em particular nos novos parques eólicos adicionados, porém compensado com a menor disponibilidade eólica e solar (-1% abaixo da média histórica no 1S18 vs. em linha com a média no 1S17 de acordo com o P50).

Os **custos operacionais** (Opex) aumentaram 6%, para os €217M em termos homólogos, devido à expansão de capacidade, maior número de colaboradores e positivamente impactado pelo efeito cambial. O core opex/MW médio em operação foi de €20,3K (-1% no 1S18 vs. 1S17) impactado pelo efeito positivo cambial, mas traduzindo também a robusta disciplina no controlo de custos enquanto mais MWs iniciaram a sua operação. **Outros custos operacionais (líquidos)** que são positivos, aumentaram €12M no período e incluem outros rendimentos provenientes de seguros e compensações, e ainda rendas pagas às autoridades públicas e custos não recorrentes.

O EBIT diminuiu 7% face ao 1S17, para €427M no 1S18, traduzindo o menor resultado operacional e o valor das amortizações e depreciações que se manteve estável, e que reflecte o impacto cambial positivo que mitigou o efeito da nova capacidade instalada.

O investimento operacional totalizou €465M no 1S18 (+€41m vs. 1S17) devido à maior capacidade em construção em termos comparativos. 50% do total do investimento foi alocado aos Estados Unidos, 31% à Europa e 19% ao Brasil.

A dívida líquida da EDPR ascendeu a €3,22MM em Jun-18 (vs. €2,81MM em Dez-17), +€410m reflectindo essencialmente os investimentos feitos no período, a constituição de um contrato swap para efeitos de cobertura de risco cambial no investimento nos EUA, e o efeito cambial. A Jun-18, a dívida financeira da EDPR tinha sido financiada em 83% através de empréstimo de longo-prazo com a EDP.

Os **passivos relativos a parcerias institucionais** (líquidos) ascenderam a €1.121M (-€8 em termos homólogos), reflectindo os benefícios fiscais retidos por investidores institucionais, o estabelecimento de novas parcerias de financiamento, e o efeito cambial. Os **interesses não controláveis**, ao nível do balanço, aumentaram €103M, totalizando €1.615M no 1S18 (vs. 1S17), e estão distribuídos da seguinte forma: América do Norte (c.57%), na Europa (c.39%) e no Brasil (c.4%).

Os **custos financeiros líquidos** foram de -€133M no 1S18 (-10% vs. 1S17). As despesas com **juros** caíram 9%, devido à menor dívida média registada no período. Os custos com parcerias institucionais diminuíram 16% para €40M, com o efeito cambial positivo. Os **outros custos financeiros** aumentaram €5m, e incluem o ganho de €15M com a venda da participação de 20% no projecto offshore de Moray, no Reino Unido no 1T18.

(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	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD - Taxa média do período	1,21	1,08	-11%	0,13
Capacidade instalada (MW)	5.284	4.861	9%	+423
CAE/Coberturas/Tarifa	4.495	4.276	5%	+219
Mercado	790	585	35%	+204
Factor médio de utilização (%)	38%	39%	-	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	8.690	8.191	6%	+500
EUA	8.265	7.863	5%	+402
Canadá	39	44	-10%	-4
México	386	284	36%	+102
Preço médio de venda (USD/MWh)	45,1	46,5	-3%	-1,4
EUA	43,8	45,8	-4%	-2,0
Canadá	114,4	109,0	5%	+5
México	64,2	55,5	16%	+9
Margem Bruta Ajustada (USD M)	502	512	-2%	-10
Margem Bruta (USD M)	380	369	3%	+11
Receitas PTC & Outras (USD M)	122	143	-15%	-22
EBITDA (USD M)	377	387	-3%	-10
EBIT (USD M)	220	243	-10%	-24
Capacidade instalada (MW Equity)	179	179	0%	-
Inv. Operacional (1) (USD M)	279	348	-20%	-69
Capacidade em construção (MW)	679	502	35%	+177
Brazil	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Euro/Real - Taxa média do período	4,14	3,44	-17%	+0,70
Capacidade instalada (MW)	331	204	62%	+127
Factor médio de utilização (%)	30%	36%	-	-6 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	420	314	34%	+106
Preço médio de venda (R\$/MWh)	208	224	-7%	-15
Margem Bruta (R\$ M)	77	64	21%	+13
EBITDA (R\$ M)	56	42	32%	+14
EBIT (R\$ M)	31	25	25%	+6
Investimento operacional (R\$ M)	364	165	121%	+199
Capacidade em construção (MW)	137	127	8%	+10

Na América do Norte (AdN), a capacidade instalada ascendeu a 5.284MW a Jun-18 (5.055MW nos EUA, 200MW México e 30MW no Canadá). A capacidade instalada nos últimos 12 meses (+423MW) concentrou-se nos EUA: +363MW respeitantes a tecnologia eólica e +60MW de tecnologia solar. Adicionalmente, a EDPR detém posições de capital noutros projectos eólicos, que equivalem a 179MW de capacidade.

O EBITDA na AdN foi 3% menor no 1S18 face ao 1S17, explicado por: i) diminuição de 3% no preço médio de venda (45/MWh), ii) menor rendimento proveniente das parcerias institucionais (-USD22M) e, iii) factor de utilização médio ligeiramente inferior (-1p.p.). Os recursos eólicos e solares foram ligeiramente abaixo da média histórica (98% do P50, -2p.p. em termos comparativos) contribuindo para um factor de utilização final de 38%.

Nos Estados Unidos o preço médio de venda diminuiu para os USD44/MWh (-4% no 1S18 vs. 1S17); mitigando o aumento da produção de 8,3GWh face a 7.9GWh no 1S17). **O rendimento de parcerias institucionais** diminuiu 15% para USD122M no 1S18, resultado do término do período de 10 anos alguns contratos com PTCs apesar das novas estruturas contratadas para projectos que entraram em operação nos últimos 12 meses.

No Canadá o preço médio de venda de USD114/MWh foi 5% mais elevado, reflectindo o câmbio (CAD/USD). Em dez-17, a EDPR ganhou um contrato RESA (Renewable Energy Support Agreement) para a operação de 248MW de *wind onshore* no Canada com o início da operação comercial esperado para Dez-19. **No México**, EDPR tem um acordo de fornecimento bilateral de energia. O factor médio de utilização alcançado foi de 45%. O preço médio de venda foi superior de USD64/MWh (+16% em termos homólogos) devido ao período de início do PPA.

Toda a capacidade eólica e solar em construção na AdN (+679MW) está concentrada nos EUA: 78MW Arkwright (Nova Iorque); 200MW Meadow Lake VI (Indiana); 202MW Turtle Creek (Iowa); e 199MW Prairie Queen (Kansas); as suas datas para entrada em operação estão previstas para este ano. **A EDPR tem estabelecido novos contratos de longo-prazo** nos EUA tendo assinado no 2T18: i) CAE de 50MW (15-anos) com entidades comerciais e industriais ("C&I") e 100MW (20-anos) com a Wabash para a venda de energia produzida pelo parque eólico de Broadlands (operações previstas para 2019) e ii) CAE de 50MW (15-anos) para a venda de energia produzida pelo parque eólico Hidalgo II, no Texas (operações previstas para 2019); Em Jul-17, a EDPR assinou: i) quatro CAEs (15-anos) com três entidades C&I para a venda de energia produzida por dois parques eólicos localizados nos estados de Illinois e Indiana (operações previstas para 2019 e 2020 respectivamente), e dois CAEs a 15-anos com uma C&I para vender a energia produzida pelo parque eólico de Timber Road IV (125MW), localizado no estado de Ohio (operações previstas para 2019).

No Brasil, a capacidade instalada totalizou 331MW a Jun-18, (+127MW face a Jun-17 com a entrada em operação do parque eólico de JAU & Aventura no 4T17) operando ao abrigo de contratos de longo-prazo.

O EBITDA da EDPR no Brasil aumentou 32% face ao 1S17, para R\$56M no 1S18, impulsionado pela maior produção de energia, oriunda da nova capacidade instalada que mais do que mitigou o menor factor médio de utilização alcançado de 30% (-6p.p. em termos homólogos) e o menor preço médio de venda (-7% em termos homólogos). O preço médio de venda foi de R\$208/MWh no 1S18 que contrasta com os R\$224/MWh no 1S17 dada a diferente alocação de preços com o novo parque eólico em operação (produção vs. preços).

A Jun-18, a EDPR tinha +137MW **em construção**: o projecto eólico da Babilônia com data esperada de operação para o 4T18.



- 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)
- Renewable Energy Support Agreement



- 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

(1) Líquido de "Cash grants"

EDP Renováveis: Espanha & Portugal



Espanha	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.244	2.194	2%	+50
Factor médio de utilização (%)	30%	28%	-	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	2.866	2.665	8%	+201
Prod. c/capac. complement (GWh)	2.631	2.444		
Produção Standard (GWh)	2.230	2.117		
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	401	327		
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	235	221		
Preço médio de venda (€/MWh)	71,9	74,9	-4%	-3
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	46	49	-7%	-3
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	-7,7	-6,8		
Complemento (€M)	95	92,6		
Ganhos/(perdas) de cobertura (€M)	-11,8	-16,0		
Margem Bruta (€ M) (1)	217	215	1%	+2
EBITDA (€ M) (1)	144	132	9%	+12
EBIT (€ M) (1)	91	80	13%	+11
Capacidade instalada (MW Equity)	152	177	-14%	-25
Investimento operacional (€ M)	42	22	95%	+20
Capacidade em construção (MW)	68	-	-	+68

Portugal	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.253	1.253	0%	-
Factor médio de utilização (%)	31%	28%	9%	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.676	1.536	9%	+139
Preço médio de venda (€/MWh)	94,2	92,6	2%	+2
Margem Bruta (€ M)	158	142	11%	+16
EBITDA (€ M)	136	118	16%	+19
EBIT (€ M)	109	90	21%	+19
Capacidade instalada (MW Equity)	-	-	-	-
Investimento Operacional (€ M)	31	9	242%	+22
Capacidade em Construção (MW)	102	-	-	+102

Em Espanha, a capacidade instalada da EDPR aumentou em +50MW para 2.244MW em 2017 (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 9% vs. 1S17 para €144M no 1H18, impactado sobretudo por: i) maior factor médio de utilização (+2p.p. para 30%) e ii) maior capacidade média em operação (+3%); ambos os efeitos levaram a uma subida da produção de 8% para os 2,9TWh, em termos homólogos. Adicionalmente, o preço médio diminuiu, €72/MWh no 1S18 vs. €75/MWh no 1S17, devido ao maior desconto no ajustamento regulatório face ao preço registado na *pool*, e reflectindo ainda, a menor perda com as vendas forward relacionadas com a estratégia de cobertura de risco/*hedging* em vigor.

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.

O EBITDA da EDPR em Portugal totalizou €136M no 1S18, +€19M face ao 1S17, conduzido pelo aumento da produção eólica e solar. Este crescimento foi sobretudo impulsionado pelo maior factor médio de utilização registado no período de 31% (+3p.p.). O coeficiente eólico em Portugal esteve acima da média histórica, registando 1,08 no 1S18 vs. 0,98 no 1S17. O preço médio de venda foi de +2% vs. 1S17, para os €94MWh reflectindo essencialmente a indexação da inflação das feed-in-tariff.

A Jun-18, a EDPR tinha **170MW de capacidade eólica e solar em construção na Península Ibérica para ser comissionada ainda em 2018**: 68MW respeitantes a um parque eólico em Espanha (preços de mercado com limite de descida) e 102MW que correspondem a parques eólicos em Portugal (sujeitos a Feed-in-Tariff).



- Energia eólica recebe preço da *pool* e um prémio por MW, se necessário, para atingir o retorno pre-definido como obrigações do governo Espanhol a 10 anos + 300pb; A cada 3 anos, existirão revisões provisórias para corrigir desvios em relação ao preço de mercado esperado.
- Prémio calculado tendo por base activos padrão (factor de utilização standard, produção e custos).



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

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

EDP Renováveis: Resto da Europa



Resto da Europa	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.601	1.560	3%	+41
Factor médio de utilização (%)	26%	27%	-4%	-1
Electricidade produzida (GWh)	1.799	1.840	-2%	-41
Preço médio de venda (€/MWh)	71,4	85,4	-16%	-14
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	418	418	0%	-
Factor médio de utilização (%)	26%	29%	-12%	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	469	531	-12%	-63
Preço médio de venda (PLN/MWh)	220	332	-34%	-112
EUR/PLN - Avg. Rate in period	4,22	4,27	1%	-0
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	521	521	0%	-
Factor médio de utilização (%)	26%	30%	-12%	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	588	677	-13%	-89
Preço médio de venda (RON/MWh)	248	352	-29%	-104
EUR/RON - Avg. Rate in period	4,65	4,54	-3%	+0
França				
Capacidade instalada (MW)	410	406	1%	+4
Factor médio de utilização (%)	27%	24%	15%	2
Electricidade produzida (GWh)	481	402	20%	+78
Preço médio de venda (€/MWh)	91	91	0%	-0
Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	252	215	17%	+37
Factor médio de utilização (%)	27%	26%	7%	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	261	229	14%	+32
Preço médio de venda (€/MWh)	111	117	-5%	-6
Margem Bruta (€ M)	129	156	-17%	-27
EBITDA (€ M)	90	111	-19%	-21
EBIT (€ M)	50	71	-29%	-20
Investimento Operacional (€ M)	69	24	184%	+45
Capacidade em Construção (MW)	100	4	2408%	+96

Nos **mercados europeus fora da Península Ibérica**, a EDPR totalizou uma capacidade instalada de 1.601MW a Jun-18, (+37MW em Itália e +4MW em França, em termos homólogos) e 100MW **em construção**: +74MW em Itália e +26MW em França.

O **EBITDA da EDPR no resto da Europa diminuiu 19% vs. 1S17 para os €90M no 1S18**, devidos a: i) menores preços, particularmente na Polónia e Roménia (-34% e 29% em termos homólogos e respectivamente) dado algumas mudanças regulatórias, e assim contribuindo para um preço médio final mais baixo -16% vs. 1S17 para os €71MWh no 1S18, e ii) factor médio de utilização ligeiramente mais baixo (-1p.p.) em termos homólogos.

Na Polónia, a EDPR opera 418MW de capacidade eólica. O preço médio de venda foi menor nos PLN220/MWh no 1S18 vs. PLN332/MWh no 1S17, e o factor médio de utilização mais baixo -3p.p. em termos homólogos, que levaram a uma redução da produção eólica em 12%, para os 469GWh). A descida do preço médio foi impulsionada pela mudança regulatória no cálculo da taxa de substituição dos CVs desde Set-17.

Na Roménia, a EDPR opera 521MW: 471MW de capacidade eólica, 50MW de solar FV. A actividade operacional foi largamente penalizada pelo declínio de 13% na produção do 1S18, para os 588GWh, devido ao menor factor médio de utilização -4p.p. vs. 1S17 e da queda dos preços oriunda da menor atribuição de CVs/MWh a partir de 2017, com o preço médio de venda a registar RON248/MWh (vs. RON352/MWh no 1S17).

Em França a produção eólica aumentou 20% face ao 1S17, para os 481GWh no 1S18, reflexo da maior capacidade média em operação (+4%) a par com um factor de utilização mais elevado (+3p.p.) nos 27%. A tarifa média foi de €91/MWh, estável em termos homólogos. Em Jun-18, a EDPR e ENGIE tiveram a confirmação pelo chefe de estado que poderiam começar a desenvolver os seus projectos eólicos offshore, Dieppe-Le Tréport e Yeu-Noirmoutier, com a construção de dois parques em Le Havre.

Na Bélgica, os 71MW em operação aumentaram 14% (71GWh) resultado do forte recurso eólico registado (+3p.p. no factor médio de utilização). O preço médio de venda foi de €104/MWh (-2% em termos comparativos) que reflecte a actual estrutura de preços dos CAE.

Em Itália, a EDPR opera uma capacidade total de 181MW de tecnologia eólica. A produção eólica avançou 14% para 190GWh, impulsionada pela maior capacidade média em operação (11%) e factor de utilização (+1p.p.) em termos homólogos. O preço médio de venda diminuiu 6%, para €114/MWh, reflectindo o menor preço de mercado (em parques instalados antes de 2013).

Em Mar-18, a **EDPR fechou um acordo de venda de uma participação de capital de 20% e respectivos suprimentos com a Mitsubishi Corporation relativa ao projecto eólico offshore de Moray no Reino Unido**, por um valor total de GBP36M. A EDPR tinha já anunciado em Set-17 a venda de 23% do capital que detinha do mesmo projecto à Engie. O projecto tem atribuído um contrato (CfD) para entrega de 950MW em geração eólica *offshore*, a £57,5/MWh (com base em tarifas de 2012), e espera-se concluído até 2022.

Em Jul-18, a **EDPR ganhou um CfD por 20 anos no leilão de energia Grego, para vender a electricidade produzida pelo parque eólico de 45MW de Livadi**, cujo o início das operações comerciais está previsto para 2020. Com este novo contrato a EDPR entra num novo mercado que reforça a sua presença no desenvolvimento de energia renovável.



•Preços da electricidade podem ser estabelecidos através de contratos bilaterais(CAEs de longo-prazo). Energia eólica recebe 1 CV/MWh transaccionável em mercado. As distribuidoras têm penalização pelo 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
• Parques eólicos em construção recebem CfD semelhante à tarifa Feed-in existente



•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 no Mercado Ibérico

Redes Reguladas no Mercado Ibérico (1)

DR Operacional (€ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	642	867	-26%	-225
OPEX (2)	201	238	-15%	-37
Outros custos operacionais (líquidos)	126	117	8%	+10
Custos Operacionais Líquidos	328	355	-8%	-27
EBITDA	314	513	-39%	-198
Amortizações, imparid.; Provisões	141	151	-6%	-9
EBIT	173	362	-52%	-189

Capex & Opex Performance	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (3)	191	197	-3%	-6
Custos control./cliente (€/pontos ligação) (3)	28	29	-4%	-1
Custos control./km de rede (€/km) (3)	774	800	-3%	-26
Empregados (#)	3.343	3.778	-12%	-435
Investimento Operacional (€ M)	92	146	-37%	-54
Rede de Distribuição (Km) (3)	247	246	0,2%	+0

Distribuição de Electricidade em Espanha

DR Operacional (€ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	95	113	-16%	-18
OPEX (2)	27	28	-3%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	(1)	(9)	85%	+7
Custos Operacionais Líquidos	25	19	35%	+7
EBITDA	70	94	-26%	-24
Amortizações, imparid.; Provisões	14	21	-34%	-7
EBIT	56	73	-24%	-17

Margem Bruta	1H18	1H17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	95	113	-16%	-18
Regulada	94	91	3%	+3
Não-regulada	1	22	-95%	-20
Pontos Ligação Electricidade (mil)	665	662	0%	+3
Electricidade Distribuída (GWh)	4.698	4.633	1%	+65

Outros Dados Operacionais	1H18	1H17	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional (€ M)	11	14	-20%	-3
Rede de Distribuição (Km)	20.649	20.553	0%	+96
Empregados (#)	304	301	1%	+3

As Redes Reguladas na P. Ibérica em 2017 e 2018 compreendem as actividades de distribuição de electricidade, em Portugal e Espanha; e a comercialização de último recurso (CUR) em Portugal.

Excluindo a actividade de distribuição de gás na P. Ibérica, o EBITDA das redes reguladas desceu 23% (-€96M) em termos homólogos, para €314M no 1S18, essencialmente suportado por: (i) em Portugal (78% do total), novos termos regulatórios aplicáveis à distribuição e CUR de electricidade a partir de 1-Jan-18, que explicam, em larga medida, a redução da margem bruta em €75M; e (ii) em Espanha (22% do total), abordagem prudente quanto ao impacto de potenciais alterações regulatórias ainda antes do final do período regulatório em curso (até ao final de 2019). Note-se que o enquadramento regulatório para a distribuição e CUR Portugal foi definido em Dez-17, estando agora definido para o período de 2018 a 2020.

Os **custos controláveis** na distribuição de electricidade caíram 3% (-€6M) face ao 1S17, suportado por uma redução do número de colaboradores, menores custos com serviço a clientes e, em menor escala, um efeito favorável nos custos que se deverá esbater nos próximos trimestres.

O **capex** nas redes reguladas na P. Ibérica ascendeu a €92M no 1H18, maioritariamente dedicado a actividade em Portugal (~88% do total).

Em Espanha, os termos dos 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), Dez-15 (Despacho ministerial IET 2660/2015) e Jun-16 (Despacho ministerial IET 980/2016), 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%. No entanto, no 2S17, o Governo espanhol iniciou um processo para um dos parâmetros regulatórios definidos no IET 980/2016.

Em linha com estes desenvolvimentos, O **EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha** ascendeu a €70M no 1S18 (-26% em termos homólogos), largamente explicado por uma abordagem prudente à possível alteração regulatória ('lesividad') ainda antes do fim do período regulatório em curso; e por um apertado controlo de custos.

Os **proveitos regulados** subiram 3% em termos homólogos. O volume **electricidade distribuída** pela EDP Espanha, principalmente na região das Astúrias, cresceu 1%.

(1) Em 2017, inclui contribuição de actividade de distribuição de gás em Espanha e Portugal, alienados em Jul-17 e Out-17, respectivamente; (2) OPEX = FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais;

(3) Inclui apenas redes de Electricidade; Custos controláveis incluem Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal.

Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal

Distribuição de Electricidade & CUR em Portugal

DR Operacional (€ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	545	621	-12%	-75
OPEX (1)	173	182	-5%	-8
Rendas de concessão	129	127	1%	+2
Outros custos operacionais (líquidos)	(1)	(5)	76%	+4
Custos Operacionais Líquidos	301	304	-1%	-3
EBITDA	244	316	-23%	-72
Amortizações, imparidades; Provisões	127	118	8%	+10
EBIT	117	199	-41%	-82

Margem Bruta	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	545	621	-12%	-75
Regulada	541	618	-13%	-77
Não-regulada	5	3	71%	+2
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	523	598	-13%	-75
Electricidade distribuída (GWh)	23.089	22.094	4,5%	+995
Pontos de ligação à rede (mil)	6.206	6.168	0,6%	+38
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	18	21	-11%	-2
Clientes fornecidos (mil)	1.166	1.295	-10%	-129
Electricidade vendida (GWh)	1.523	1.634	-7%	-110

Investimento & Custos Operac.	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	165	171	-3%	-5
Custos control./cliente (€/cliente)	26,6	27,7	-4%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	730	755	-3%	-25
Empregados (#)	3.035	3.168	-4%	-133
Investimento Operacional (€ M)	81	114	-29%	-33
Rede de distribuição (Km)	226	226	0%	+0
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	29	25	14%	+3

O **EBITDA** das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal ascendeu a €244M no 1S18 (-23% ou -€72M, em termos homólogos), penalizado pelo novos termos regulatórios em vigor desde 1-Jan-18 e de acordo com o enquadramento regulatório aplicável até ao final de 2020.

A 15-Dez-17, a **ERSE publicou as tarifas de 2018 e os parâmetros aplicáveis ao período regulatório de 2018-20**. Para a atividade de **distribuição de electricidade**, a ERSE fixou proveitos regulados preliminares no valor de €1.062M em 2018 (excluindo ajustamentos de anos anteriores), considerando: i) para o segmento de distribuição de baixa tensão, uma taxa de retorno (RoR) 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 será definida no intervalo entre 4,75% e 9,75% (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 a **CUR**, a ERSE fixou a margem bruta regulada preliminar em 2018 (excluindo ajustamentos de anos anteriores) de €38M, considerando 0,2% de decréscimo médio para tarifas de electricidade de baixa tensão. As tarifas de 2018 assumem também: i) procura de electricidade de 45,3TWh em 2018 (1,2% acima da electricidade distribuída em 2017); e ii) um deflator do PIB de 1,4% e um factor de eficiência de 2% na distribuição e de 1,5% na CUR. **Globalmente, a margem bruta regulada preliminarmente definida para a distribuição e CUR de electricidade em 2018 ascende a €1.100M (-11% face ao valor registado em 2017).**

No **1S18**, os **proveitos regulados ascenderam a €541M**, traduzindo uma queda de 13% (-€77M) face ao 1S17, totalmente em linha com a evolução no segmento de distribuição.

Os **proveitos regulados na actividade de distribuição de electricidade**, no valor de €523M no 1S18, caíram €75M em termos homólogos, fruto de termos regulatórios mais desafiantes e de uma taxa de retorno sobre os activos mais baixa na AT/MT: 5,43% no 1S18 vs. 5,75% assumida pela ERSE.

O **volume de electricidade distribuída** subiu 4,5% face ao 1S17, impulsionado por um efeito favorável da temperatura e dias úteis; e igualmente digno de destaque, uma forte procura no segmento BTN (+1,4% ajustado de efeito temperatura e dias úteis).

Na **actividade do CUR (EDP SU)**, os proveitos regulados ascenderam a €18M no 1S18, registando uma evolução em linha com a contracção da base de clientes (-11% nos últimos 12 meses), decorrente da migração de clientes para o mercado livre. O **número de clientes** fornecidos diminuiu em 129 mil no período (-57 mil face a Dez-17), para 1.166 mil em Jun-18, representando cerca de 19% do número total de clientes de electricidade e concentrando-se sobretudo no segmento residencial. Note-se que, na sequência da publicação do DL 105/2017, os clientes de electricidade em Portugal podem, desde 1-Jan-18, regressar ao mercado regulado até 2020. O **volume de electricidade fornecida** pelo CUR recuou 7% vs. 1S17, para 1.523GWh no 1S18.

Os **custos operacionais controláveis** recuaram 3% no 1S18 (face ao 1S17), suportados por um rigoroso controlo de custos, redução de número de empregados (-4% em termos homólogos) e, em menor escala, por um desfazamento intra-anual de custos.

O **investimento operacional** ascendeu a €81M no 1S18, traduzindo uma expectativa de recuperação nos próximos trimestres. O **tempo de interrupção equivalente** subiu de 25 minutos no 1S17 para 29 minutos no 1S18.

(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).

EDP Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)				Consolidado (€ M)			
	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.896	1.736	9%	+160	458	504	-9%	-46
OPEX (1)	531	537	-1%	-6	128	156	-18%	-28
Outros custos operacionais (líquidos)	99	113	-12%	-13	24	33	-27%	-9
Custos Operacionais Líquidos	630	649	-3%	-19	152	189	-19%	-36
EBITDA	1.266	1.087	17%	+180	306	316	-3%	-10
Amortizações, imparidades; Provisões	338	299	13%	+39	82	87	-6%	-5
EBIT	928	788	18%	+140	224	229	-2%	-5
Resultados financeiros	(176)	(269)	35%	+93	(42)	(78)	-46%	+36
Resultados em associadas	(7)	(5)	-46%	-2	(2)	(1)	21%	-0
Resultados Antes de Impostos	745	514	45%	+231	180	149	20%	+31

Investimento	(R\$ M)				(€ M)			
	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	346	324	7%	+22	83	94	-12%	-11
Distribuição	252	267	-6%	-15	60	78	-22%	-17
Transmissão	66	3	2387%	+63	16	1	1968%	+15
Produção	26	45	-41%	-19	6	13	-51%	-7
Comercialização e Outros	2	9	-77%	-7	1	3	-81%	-2
Investimento Financeiro & aquisições	308	133	131%	+175	79	39	103%	+40

Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil (“EDPB”) aumentou 17% (+R\$180M) em termos homólogos para R\$1.266M no 1S18, impactado pelo: (i) EBITDA mais elevado na **distribuição** (R\$55M no 1S18 em termos homólogos); (ii) melhores resultados na central de carvão no Pecém (+R\$105M vs. 1S17) devido à redução da referência da disponibilidade e consequente redução na provisão para penalidades por indisponibilidade; e (iii) ligeira melhoria nos proveitos da **geração hídrica**, com a venda a um preço de PLD superior, de volumes não contratados para efeitos de cobertura. A EDPB continua a procurar a integração da totalidade do portfólio (geração/distribuição/comercialização) através da estratégia de coberturas e da gestão dos volumes contratados/descontratados.

O **EBITDA da distribuição** aumentou R\$55M em termos homólogos, para R\$451M no 1S18 devido à trajetória na redução das perdas, o que se traduziu num aumento nos resultados de R\$29M vs. 1S17; e à actualização à inflação do valor das concessões de activos (+R\$38M vs. 1S17). O **EBITDA da geração e comercialização** aumentou R\$121M para R\$859M, reflectindo para a distribuição (+R\$5M vs. 1S17), o impacto positivo do aumento de volumes; para Pecém, a redução no valor das provisões para penalidades por indisponibilidade, como referido anteriormente; na geração hídrica, o impacto positivo do aumento do PLD a R\$249/MWh na venda de volumes não contratados, para efeitos de cobertura. **A performance do EBITDA em Euros**, que atingiu €306M, foi negativamente impactada pela depreciação de 17% do BRL face ao EUR (impacto de -€62M).

Energias do Brasil	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	13,87	14,19	-2%	-0,32
Total de acções (milhões)	606,9	606,9	-	-
Acções próprias (milhões)	0,6	0,7	-	-
Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	310,8	310,8	-	-
Euro/Real - Taxa de fim do período	4,49	3,76	-16%	+0,73
Euro/Real - Taxa média do período	4,14	3,44	-17%	+0,70
Tx de inflação (IPCA)	3,1%	4,2%	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,9	1,6	-	+0,3
Custo Médio da Dívida (%)	8,8	12,7	-	-3,9p.p.
Taxa de Juro Média (CDI)	6,4	11,6	-	-5,2p.p.
Empregados (#)	2.916	2.904	0%	+12

Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Invest. Financeiros, activos para venda	1.950	1.376	42%	+574
Dívida líquida	4.503	3.540	27%	+963
Recebimentos futuros da act. Regulada	387	(360)	-	+747
Interesses não controláveis	1.199	1.487	-19%	-289
Valor contabilístico dos C. Próprios	8.129	7.841	4%	+288

Resultados Financeiros (R\$ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(222)	(245)	10%	+23
Custos capitalizados	4	4	-4%	-0
Diferenças Cambiais e Derivados	(6)	5	-	-11
Outros	48	(32)	-	+80
Resultados Financeiros	(176)	(269)	35%	+93

Os **custos operacionais líquidos** diminuíram R\$19M face ao 1S17, com os custos de Opex a caírem 1% (inflação IPCA média ficou nos 3,1%), enquanto os outros custos operacionais caíram R\$13M essencialmente devido a uma redução de R\$12M nas provisões para clientes de cobrança duvidosa.

A **dívida líquida** aumentou R\$70M vs. Dez-17 para R\$4,5MM, em parte devido à aquisição de 19,62% da CELESC por R\$0,3MM e ao aumento dos recebimentos futuros da actividade regulada em R\$0,3MM, que foi parcialmente mitigado pelos fortes fluxos de caixa. **Os resultados financeiros** melhoraram 35% em termos homólogos para R\$176M no 1S18, reflectindo (i) redução no custo da dívida (de 12,7% no 1S17 para 8,8% no 1S18), devido a recente optimização de capital e (ii) +R\$64M devido ao badwill relacionado com a aquisição de 19,62% CELESC. Note-se que as taxas de juro de mercado têm vindo a descer no Brasil – o CDI anualizado manteve-se nos 6,4% no 1S18 vs. 11,6% no 1S17.

Os resultados em associadas totalizaram -R\$7M no 1S18 (-R\$2M vs. 1S17), reflectindo a contribuição negativa de Cachoeira-Caldeirão (-R\$3M) e São Manoel (-R\$10M), mitigada pela central hídrica de Jari (+R\$9M).

Note-se a iniciação em 2018 de Capex investido na **Transmissão** (R\$66M no 1S18), um segmento no qual a EDPB está a desenvolver 5 linhas de transmissão com um investimento total de R\$3,1MM até 2022. De salientar que a linha de Espírito Santo já tem 48% das obras concluídas.

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

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	913	870	5%	+43
OPEX (1)	363	363	0%	-0
Outros custos operac. (Liq.)	99	110	-10%	-11
Custos Operacionais Líquidos (1)	462	473	-2%	-11
EBITDA	451	397	14%	+55
Amortizações e imparidades	129	108	20%	+21
EBIT	323	289	12%	+34

O EBITDA da distribuição aumentou R\$55M vs. 1S17 para R\$451M no 1S18, devido à (i) actualização à inflação do valor das concessões de activos contemplada na regulação (R\$45M no 1S18 vs. R\$7M no 1S17); (ii) a redução das perdas, o que permitiu um aumento de R\$29M em termos homólogos nos resultados; parcialmente mitigado pelo impacto negativo da revisão de tarifas em 2018 no lucro regulado (-R\$31M vs. 1S17), o que considerou a deflação de preços nos meses anteriores à revisão de tarifas.

Os volumes de energia vendida no 1S18 mantiveram-se constantes em termos homólogos. Simultaneamente, os volumes de energia distribuída a clientes no mercado livre aumentaram 3% vs. 1S17 para 5,5TWh no 1S18. No total, a energia distribuída aumentou 1,1% em termos homólogos no 1S18.

A trajectória de redução nas perdas não-técnicas observadas nos recentes trimestres manteve-se. As perdas não-técnicas no segmento de baixa voltagem desceram tanto para a EDP Espírito Santo, atingido 11,9% no 1S18 (-0,8% vs. 1S17), como a EDP São Paulo, que atingiu 8,6% no 1S18 (-1,2% vs. 1S17). As provisões para clientes de cobrança duvidosa continuaram a decrescer no 1S18 para R\$49M (-R\$12M vs. 1S17), mostrando uma redução da sazonalidade verificada nos últimos anos. A EDPB continua a gerir a situação através do aumento da proximidade aos clientes, independentemente de alguma melhoria económica e redução de desemprego na região da EDP São Paulo.

Margem Bruta	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	913	870	5%	+43
Receitas reguladas	819	848	-3%	-28
Outros	94	22	320%	+72

Receb. Futuros da Act. Regulada (R\$ M)				
Início do período	101	(392)	-	+493
Desvios períodos anteriores	43	168	-74%	-125
Desvio do ano (2)	242	(137)	-	+379
CDE/Conta ACR (3)	-	-	-	-
Final do período	387	(360)	-	+747

A Junho-18, os recebimentos futuros da actividade regulada ascenderam a R\$387M (+R\$285M vs. Dez-17), a serem recuperados pelo sistema nos próximos anos: (i) ocorreu um aumento de R\$242M no défice tarifário, relacionada essencialmente com custos de energia mais altos do que os incorporados nas tarifas; (ii) reconhecimento de R\$43M de desvios de anos anteriores. 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.

Cientes Ligados (Milhares)	3.406	3.347	2%	+59
EDP São Paulo	1.863	1.821	2%	+42
EDP Espírito Santo	1.543	1.526	1%	+17

Os custos operacionais controláveis mantiveram-se estáveis em termos homólogos nos R\$363M no 1S18, enquanto os outros custos operacionais diminuíram 10% vs. 1S17 para R\$99M no 1S18, parcialmente impactados pelo impacto positivo na redução de clientes de cobrança duvidosa. O investimento operacional desceu R\$15M para R\$252M no 1S18, embora alguma recuperação em relação ao nível atingido em 2017 deva ocorrer no final do ano.

Electricidade Distribuída (GWh)	12.472	12.338	1,1%	+134
EDP São Paulo	7.559	7.273	4%	+286
EDP Espírito Santo	4.913	5.066	-3%	-152
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	5.476	5.331	3%	+146
Electricidade Vendida (GWh)	6.989	7.001	-0%	-11
EDP São Paulo	3.992	3.965	1%	+28
Residencial, comercial e outros	3.342	3.289	2%	+53
Industrial	651	676	-4%	-26
EDP Espírito Santo	2.997	3.036	-1%	-39
Residencial, comercial e outros	2.696	2.704	-0%	-8
Industrial	301	332	-9%	-31

De notar a conclusão a Abril-18, do investimento da EDPB na CELESC (19,62%), que detém a concessão da distribuição de electricidade no estado de Santa Catarina, por um montante total de R\$0,3MM (consolidação pelo método de equivalência patrimonial).

Investimento e Custos Operac.	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	363	363	-0%	-0
Custos control./cliente (R\$/cliente)	107	109	-2%	-2
Custos control./km rede (R\$/km)	4	4	-1%	-0
Empregados (#)	2.141	2.144	-0%	-3
Invest. Operacional (R\$M)	252	267	-6%	-15
Rede de Distribuição ('000 Km)	92	91	1%	+1

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

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

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade

edp

DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	876	769	14%	+107
OPEX (1)	101	109	-7%	-8
Outros custos operacionais (líquidos)	(3)	(2)	-	-1
Custos Operacionais Líquidos	98	107	-8%	-9
EBITDA	778	662	18%	+116
Amortizações e imparidades	180	179	0%	+0
EBIT	599	482	24%	+116

O EBITDA da actividade de produção de energia no Brasil cresceu 18% vs. 1S17 (+R\$116M no 1S18) para R\$778M no 1S18, reflectindo (i) EBITDA mais alto na central de carvão no Pecém a R\$303M no 1S18 (+R\$105M vs. 1S17), maioritariamente devido à redução da referência da disponibilidade e consequente redução na provisão para penalidades por indisponibilidade (R\$71M no 1S18) e (ii) maior margem bruta hídrica (+R\$10M vs. 1S17, atingindo R\$519M). De facto, as condições hídricas foram muito semelhantes ao período homólogo (GSF de 99% no 1S18 vs. 97% no 1S17). Contudo, as condições deterioraram-se no 2T18 (GSF a 85%), apesar da venda de volumes não contratados para efeito de cobertura tenha mitigado parcialmente o custo com o défice hídrico. Note-se que é esperado que o défice hídrico aumente nos próximos períodos, contudo a EDPB continuará a gerir o portfólio de centrais e contractos, gerindo os volumes e hedging juntamente com o negócio de comercialização para minimizar o impacto do défice hídrico e da volatilidade do preço.

Dados Chave	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	876	769	14%	+107
Hídrica	519	509	2%	+10
Receitas contratadas (CAE) e Outros	476	453	5%	+22
Impacto GSF (líqº de coberturas)	43	56	-23%	-13
Térmica	357	260	38%	+98
Receitas contratadas (CAE)	347	426	-19%	-80
Outros	11	(167)	-	+177
Capacidade Instalada (MW)	2.467	2.466	0%	+1
Hídrica	1.747	1.746	0%	+1
Térmica	720	720	-	-
Electricidade Vendida (GWh)	7.185	6.258	15%	+926
Contratada (CAE)	5.612	5.458	3%	+153
Hídrica	3.382	3.410	-1%	-28
Térmica	2.229	2.048	9%	+182
Outra	1.573	800	97%	+773
P. Méd de Venda Híd (R\$/MWh) (2)	187	180	4%	+7
Capacidade Instalada (MW Equity)	539	296	82%	+243
Investimento Operacional (R\$ M)	26	45	-41%	-19
Investimento Financeiro (R\$ M)	10	133	-93%	-123
Empregados (#)	471	498	-5%	-27

O preço médio dos volumes hídricos vendidos, que atingiu R\$187/MWh no 1S18, foi 4% superior vs. 1S17, uma vez que por um lado os preços dos CAE são actualizados anualmente à inflação, e por outro devido a preços superiores nos novos contractos de curto e longo prazo. O volume de geração hídrica vendido caiu 1% vs. 1S17, maioritariamente devido à estratégia sazonal de volumes.

A margem bruta de Pecém foi de R\$357 no 1S18 (+R\$98M vs. 1S17), dos quais R\$347M resultam de receitas com o CAE da central. A disponibilidade foi de 98% no 1S18 vs. 92% no 1S17.

A EDPB opera 3,0GW de capacidade, dos quais 0,5GW 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 (393MW) e Cachoeira-Caldeirão (219MW), ambos em parceria com a CTG, bem como uma participação de 33% na central hídrica de São Manoel (700MW, totalmente operacional a partir de Abr-18) em parceria com a CTG e Furnas. No 1S18, Jari contribuiu com um resultado líquido de R\$9M (+R\$4M vs. 1S17), reflectindo melhores performance hídrica vs. 1S17. Cachoeira-Caldeirão contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$3M (@50%), fruto de maiores custos financeiros, devido ao início da vida útil do projecto. São Manoel, um projecto cuja operação começou gradualmente nos últimos meses e cujo CAE iniciou a Mai-18, contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$10M (@33%).

O investimento operacional caiu R\$19M em termos homólogos para R\$26M no 1S18, correspondendo maioritariamente a manutenções em Pecém. De notar que o investimento no projecto hídrico de São Manoel foi classificado como 'investimentos financeiros' (consolidação por equivalência patrimonial) e que no 1S18 totalizou R\$10M.

Detalhe do EBITDA (R\$ M)	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Pecém	303	198	53%	+105
Lajeado (73% detidos pela EDPB)	191	204	-7%	-13
Peixe Angical (60% detidos pela EDPB)	135	129	5%	+6
Outros (100%)	149	130	14%	+19
EBITDA	778	662	18%	+116

O EBITDA da comercialização de electricidade aumentou R\$5M para R\$81M no 1S18, reflectindo maiores volumes e evidenciando a integração da estratégia de hedging do portfólio desenvolvido para lidar com volatilidade do preço.

Comercialização	1S18	1S17	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	99	94	6%	+6
Custos operacionais líquidos (R\$ M)	19	17	7%	+1
EBITDA (R\$ M)	81	76	6%	+5
Vendas electricidade (GWh)	8.482	6.949	22%	+1.533
Investimento Operac. (R\$ M)	0	4	-88%	-3



Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio

1S18 (€ M)	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico & Solar	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	4.024	2.512	824	1.548	(1.349)	7.559
Margem Bruta	773	642	823	458	(4)	2.692
Fornecimentos e serviços externos	139	138	160	71	(65)	443
Custos com pessoal e benefícios sociais	75	64	57	57	72	325
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	123	126	(79)	24	10	203
Custos Operacionais	336	328	137	152	17	971
EBITDA	437	314	686	306	(21)	1.722
Provisões	(4)	3	0	6	(8)	(3)
Amortizações e imparidades (2)	195	139	259	76	31	699
EBIT	247	173	427	224	(44)	1.026

1S17 (€ M)	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica(1)	Eólico & Solar	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP Pró-forma	Redes Gás P. Ibérica	Grupo EDP Reportado
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	3.951	2.620	872	1.498	(1.300)	7.641	230	7.875
Margem Bruta	671	734	856	504	(5)	2.760	136	2.893
Fornecimentos e serviços externos	145	142	155	88	(80)	451	11	472
Custos com pessoal e benefícios sociais	80	67	50	68	69	334	8	341
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	86	114	(68)	33	10	175	3	177
Custos Operacionais	310	323	137	189	(0)	959	22	991
EBITDA	360	411	719	316	(5)	1.800	115	1.902
Provisões	(0)	(3)	0	4	0	2	0	2
Amortizações e imparidades (2)	189	141	260	83	24	697	19	709
EBIT	172	272	459	229	(29)	1.102	96	1.192

(1) Inclui apenas a Distribuição de Electricidade em Portugal e Espanha, e CUR em Portugal; Exclui os negócios de Distribuição de Gás em Espanha e Portugal (descrito na coluna "Redes Gás P. Ibérica"), alienados em Jul-17 e Out-17, respectivamente.

(2) Depreciação e amortizações, líquida de compensação de amortização de activos subsidiados.

Demonstração de Resultados por Trimestre



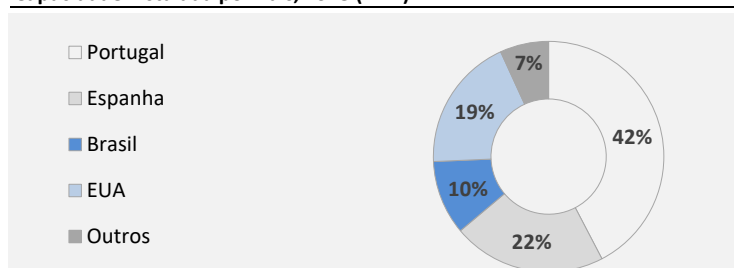
Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	4.233	3.642	3.779	4.092	4.032	3.527			-3%	-13%
Custo com vendas de energia e outros	(2.710)	(2.272)	(2.549)	(2.823)	(2.639)	(2.227)			2%	16%
Margem Bruta	1.523	1.370	1.229	1.269	1.393	1.299			-5%	-7%
Fornecimentos e serviços externos	227	246	235	283	209	233			-5%	11%
Custos com pessoal e benefícios sociais	171	169	159	181	163	162			-4%	-0%
Outros custos operacionais (líquidos)	114	64	(531)	83	128	75			17%	-42%
Custos Operacionais	512	479	(137)	548	501	470			-2%	-6%
EBITDA	1.011	892	1.367	721	893	829			-7%	-7%
Provisões	4	(2)	(0)	(5)	(7)	4			-	-
Amortizações e imparidades do exercício (1)	359	349	346	621	351	348			-1%	-1%
EBIT	648	545	1.021	105	549	477			-12%	-13%
Resultados financeiros	(197)	(173)	(223)	(215)	(127)	(150)			14%	-18%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	(1)	8	4	1	1	2			-74%	41%
Resultado antes de impostos e CESE	450	379	801	(110)	423	330			-13%	-22%
IRC e Impostos diferidos	66	53	56	(165)	74	43			-20%	-42%
Contribuição Extraordinária para o sector energetico	70	(2)	2	(0)	66	(2)			-7%	-
Resultado líquido do período	315	328	743	56	282	289			-12%	2%
Accionistas da EDP	215	235	696	(33)	166	214			-9%	29%
Interesses não controláveis	100	93	47	89	116	75			-19%	-36%

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

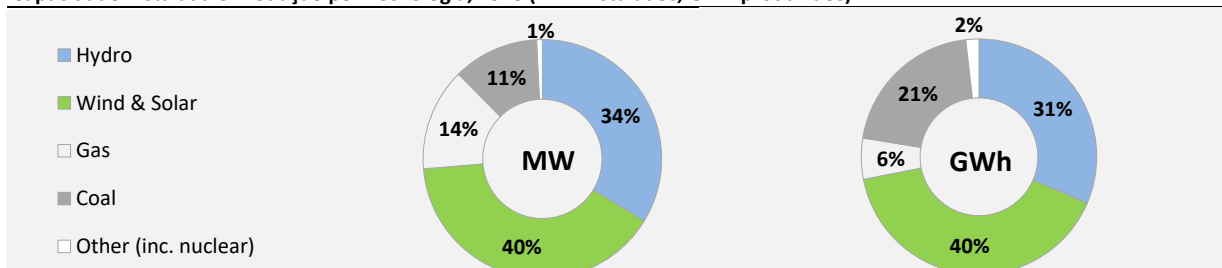
EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade

Tecnologia	Capacidade instalada - MW (1)				Produção Electricidade (GWh)				Produção Electricidade (GWh)							
	1S18	1S17	Δ MW	Δ %	1S18	1S17	Δ MW	Δ %	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18
Eólico	10.568	9.987	581	6%	15.339	14.467	872	6%	7.690	6.777	5.224	7.775	8.719	6.620		
EUA	4.965	4.601	363	8%	8.190	7.823	367	5%	4.059	3.764	2.348	4.161	4.455	3.735		
Portugal	1.249	1.249			1.672	1.533	139	9%	876	657	670	702	1.064	608		
Espanha	2.244	2.194	50	2%	2.866	2.665	201	8%	1.442	1.223	1.065	1.365	1.766	1.101		
Brasil	331	204			420	314	106	34%	147	167	249	298	159	262		
Resto de Europa (2)	1.551	1.509	41	3%	1.766	1.804	-38	-2%	1.050	754	713	1.075	1.068	697		
Resto de Mundo (3)	230	230	0	0%	425	328	97	30%	115	213	179	174	208	217		
Solar	145	85	60	71%	112	79	33	42%	28	51	47	29	43	69		
Hídrica	9.035	9.081	-45	-1%	12.017	6.970	5.047	72%	4.364	2.606	1.824	2.630	6.154	5.863		
Portugal	6.862	6.908	-47	-1%	7.962	4.458	3.504	79%	2.921	1.537	1.170	1.320	3.790	4.172		
Actividade Bombagem	2.806	2.799	7	0%	-965	-1.202	236	-20%	-550	-652	-334	-692	-636	-329		
Fio de água	2.411	2.435			4.109	2.077	2.032	98%	1.364	713	369	357	1.685	2.424		
Albufeira	4.308	4.314			3.545	2.180	1.365	63%	1.409	771	791	936	1.940	1.605		
Mini-hídricas	143	157			307	200	107	53%	148	52	10	27	165	143		
Espanha	426	426	0	0%	777	264	514	195%	175	88	58	151	408	370		
Brasil	1.747	1.746	1	0%	3.278	2.249	1.029	46%	1.268	981	596	1.160	1.956	1.321		
Gás/ CCGT	3.729	3.736	-7	0%	2.147	3.101	-954	-31%	1.713	1.388	2.848	2.080	1.302	846		
Portugal	2.031	2.039			1.567	2.308	-741	-32%	1.105	1.203	2.351	1.282	907	660		
Spain	1.698	1.698			580	793	-213	-27%	608	185	497	798	395	186		
Carvão	3.124	3.124	0	0%	7.891	10.345	-2.454	-24%	5.041	5.304	5.444	5.656	3.965	3.926		
Portugal	1.180	1.180			3.369	4.678	-1.310	-28%	2.192	2.486	2.497	2.250	1.734	1.635		
Espanha	1.224	1.224			2.293	3.619	-1.326	-37%	1.860	1.758	1.723	2.080	1.045	1.248		
Brasil	720	720			2.229	2.048	182	9%	988	1.060	1.224	1.326	1.186	1.043		
Nuclear - Trillo (15,5%)	156	156	0	0%	518	557	-38	-7%	333	223	339	340	331	187		
Outros (Coger. & Resíduos)	49	49	0	0%	165	102	63	62%	45	57	72	73	84	82		
Portugal	24	24			101	41	60	144%	15	26	38	40	51	50		
Espanha	25	25			64	61	3	6%	30	31	34	33	32	32		
TOTAL	26.806	26.218	588	2%	38.191	35.621	2.569	7%	19.215	16.406	15.796	18.583	20.598	17.593		
Do qual:																
Portugal	11.351	11.405	-54	0%	14.675	13.022	1.653	13%	7.110	5.912	6.729	5.595	7.548	7.127		
Espanha	5.772	5.723	50	1%	7.099	7.957	-858	-11%	4.449	3.508	3.715	4.766	3.976	3.123		
Brasil	2.798	2.670	128	5%	5.927	4.611	1.317	29%	2.403	2.208	2.069	2.783	3.301	2.626		
EUA	5.055	4.631	423	9%	8.265	7.863	402	5%	4.074	3.789	2.369	4.177	4.486	3.779		

Capacidade instalada por País, 1S18 (MW)



Capacidade Instalada e Produção por Tecnologia, 1S18 (MW Instalados, GWh produzidos)



(1) Capacidade Instalada que contribuiu para proveitos operacionais do período; (2) Inclui Polónia, Roménia, França, Bélgica; (3) Inclui Canadá e México.

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



RAB	1H18	1H17	Δ %	Δ GWh
Portugal (€ M)	2.996	2.970	0,9%	25
Muito Alta / Alta / Média Tensão	1.832			
Baixa Tensão	1.164			
Espanha (€ M)	950	950	0,0%	-
Brasil (BRL M)	4.570	4.092	11,7%	477
EDP Espírito Santo	2.411	2.171	11,1%	240
EDP São Paulo	2.159	1.922	12,3%	237
TOTAL	8.515	8.013	6,3%	502

Redes	1S18	1S17	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	338.519	337.607	0,3%	912
Portugal	226.168	225.853	0,1%	315
Espanha	20.649	20.553	0,5%	96
Brasil	91.702	91.201	0,5%	501
DTCs (mil)				
Portugal	16	13	24,3%	3
Espanha	7	6	16,1%	1
EBs (mil)				
Portugal	1.582	979	61,5%	602
Espanha	638	534	19,5%	104

Clientes Ligados (mil)	1S18	1S17	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.206	6.168	0,6%	38
Muito Alta / Alta / Média Tensão	25	25	1,1%	0,3
Baixa Tensão Especial	36	35	1,9%	0,7
Baixa Tensão	6.145	6.108	0,6%	37
Espanha	665	662	0,4%	3
Alta / Média Tensão	1	1	0,7%	0,0
Baixa Tensão	664	661	0,4%	2,7
Brasil	3.406	3.347	1,8%	59
EDP São Paulo	1.863	1.821	2,3%	42
EDP Espírito Santo	1.543	1.526	1,1%	17
TOTAL	10.277	10.177	1,0%	100

Qualidade de serviço	1S18	1S17	Δ Abs.	Δ %
Perdas (% da electricidade distribuída)			-	-
Portugal (1)	10,1%	11,2%	-10,4%	-1,2%
Espanha	3,7%	3,8%	-3,3%	-0,1%
Brasil			-	0,0%
Bandeirante	8,5%	8,7%		
Técnicas	5,6%	5,4%		
Comerciais	2,9%	3,3%	-12,6%	-0,4%
Escelsa	12,6%	13,5%		
Técnicas	7,9%	8,5%		
Comerciais	4,7%	5,0%		
% Telecontagem				
Portugal	68%	66%	3%	2%

Electricidade Distribuída (GWh)	1S18	1S17	Δ GWh	Δ %
Portugal	23.089	22.094	4,5%	995
Muito Alta Tensão	1.206	1.113	8,4%	93,3
Alta / Média Tensão	10.863	10.708	1,5%	155,9
Baixa Tensão	11.019	10.274	7,3%	745
Espanha	4.698	4.633	1,4%	65
Alta / Média Tensão	3.551	3.516	1,0%	35,0
Baixa Tensão	1.148	1.118	2,7%	30,3
Brasil	12.472	12.338	1,1%	134
Clientes Livres	5.476	5.331	2,7%	146
Industrial	952	1.008	-5,6%	-56
Residencial, Comercial & Outros	6.045	6.000		
TOTAL	40.259	39.065	3,1%	1.194

(1) Exclui Muito Alta Tensão

Investimentos financeiros & Activos para venda / Interesses Não Controláveis

edp

Investimentos Financeiros e Activos para Venda	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado Líquido (2) (€ M)				Valor Contabilístico (€ M)			
	1H18	1H17	Δ MW	Δ %	1H18	1H17	Δ	Δ %	1H18	1H17	Δ	Δ %
EDP Renováveis	331	356	-25	-7%	1	2	-1	-58%	307	329	-21	-7%
Espanha	152	177										
Estados Unidos	179	179										
Outros	0	0										
EDP Brasil	539	296	243	82%	-2	-1	0	21%	429	366	63	17%
Produção - Hídrica	539	296			0	0						
Distribuição	0	0			0	0						
Iberia (Ex-wind) & Other	10	10	0	0%	4	6	-2	-33%	256	251	5	2%
Espanha - Cogeração e Resíduos	10	10										
Macau - Distribuição (CEM)												
Other												
Activos detidos para Venda (líquido de passivos)	0	0	0	0%	N/A	N/A	0	0%	158	2.531	-2.373	n.m.
Portgas & Naturgas									0	2.531	-2.531	-
Outros									158	0	158	-
TOTAL	880	662	218	33%	3	7	-4	-52%	1.151	3.477	-2.326	-67%

Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado Líquido (2) (€ M)				Valor Contabilístico (€ M)			
	1H18	1H17	Δ MW	Δ %	1H18	1H17	Δ	Δ %	1H18	1H17	Δ	Δ %
EDP Renováveis	4.650	4.994	-344	-7%	123	138	-15	-11%	2.718	2.932	-214	-7%
Ao nível da EDP Renováveis:	2.786	2.728	58	2%	101	108	-7	-7%	1.615	1.512	103	7%
P. Ibérica	848	851										
América do Norte	1.215	1.220										
Resto da Europa	561	557										
Brasil	162	100										
17,4% atribuíveis ao free-float da EDPR (3)	1.864	2.266	-402	-18%	22	30	-8	-26%	1.103	1.420	-316	-22%
EDP Brasil	1.815	1.814	1	0%	66	56	10	19%	1.194	1.458	-264	-18%
Ao nível da EDP Brasil:	606	606	0	0%	16	18	-2	-10%	267	396	-129	-32%
Hídrica	606	606										
Outros	0	0										
49% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil	1.209	1.208	1	0%	50	38	12	32%	927	1.062	-135	-13%
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	12	12	0	0%	2	-2	3	-	-26	-39	13	-34%
TOTAL	6.477	6.820	-343	-5%	191	192	-1	-1%	3.887	4.350	-464	-11%

Provisões (Líquido de imposto)	Benefícios aos empregados (€ M)			
	1H18	1H17	Δ Abs.	Δ %
EDP Renováveis	0	N/A		
EDP Brasil	121	N/A		
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	887	N/A		
TOTAL	1.008	N/A		

(1) MW atribuível a empresas associadas & Joint ventures e a interesses não-controláveis; (2) Resultados líquido atribuível a empresas associadas & JV e a interesses não-controláveis; exclui activos detidos para venda; (3) 22,5% até Ago-17; 17,4% a partir dessa data.

EDP - Desempenho na Área da Sustentabilidade



Principais Acontecimentos 1S18 (a)

Ethisphere Institute - World's Most Ethical Companies 2018
A "World's Most Ethical Companies 2018", publicada pelo Ethisphere Institute, contempla 135 empresas de 23 países e reconhece o Grupo EDP pelo sétimo ano consecutivo.

Gestão Ambiental da EDP certificada
O Sistema de Gestão Ambiental Corporativo da EDP transitou, com êxito, para o novo patamar introduzido pela Norma ISO 14001:2015, depois do processo de auditoria pela Lloyd's.

EDP adere à Aliança para a Descarbonização dos Transportes
Nova organização internacional reúne governos, cidades e empresas e tem por objetivo fazer com que os transportes atinjam a meta "emissões zero" até 2050.

EDP no top 100 mundial quanto a compromissos climáticos validados pela ciência
O número de empresas com objetivos de redução de emissões CO2 atingiu a centena, segundo o CDP, uma das organizações internacionais promotoras da Iniciativa Science Based Target (SBTi) . A EDP faz parte deste universo de referência no contributo para o cumprimento do Acordo de Paris.

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

	1S18	1S17	Δ %
Ind. Sustentab. (b)(c)(d)	105	100	5%
Comp. Ambiental Peso %	105 33%	88 33%	19%
Comp. Económica Peso %	101 37%	102 37%	-1%
Comp. Social Peso %	110 30%	110 30%	0%

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

Métricas Económicas

	1S18	1S17	Δ %
Valor Gerado (€M)	8.039	8.322	-3%
Distribuído	7.502	7.617	-2%
Acumulado	537	705	-24%
Prov. Serv. Energ. (€M)(b)	508	571	-11%
Serv. Eficiência Energ,	71	61	17%

Métricas Sociais

	1S18	1S17	Δ %
Empregados	11.566	11.938	-3%
Formação (horas)	195.264	176.974	10%
Acidentes em Serv. (d)	11	13	-15%
Índice Gravidade (Tg) (f)	93	107	-14%
Índice Freq. (Tf) (f)	1,09	1,16	-6%
Acid. mortais c/ terceiros	6	4	50%

Métricas Ambientais

	1S18	1S17	Δ %
Emissões Atmosféricas (mt)			
CO2 (c)(g)	8.444	10.607	-20%
NOx	6,4	8,7	-26%
SO2	10,9	14,5	-25%
Partículas	0,988	0,642	54%

Emissões Específicas Globais (g/KWh)			
CO2 (c)(g)	221,6	298,8	-26%
NOx	0,17	0,25	-31%
SO2	0,29	0,41	-30%

Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1) (c)	8.455	10.618	-20%
Emissões indirectas (Âmbito 2)(d)	299	358	-16%

Consumo de Energia Primária (TJ) (h)	98.842	128.113	-23%
Potência Líquida Max. Inst. Certificada (%)	90%	90%	0%
Utilização de Água (10³ m³)	672.354	867.618	-23%
Total Resíduos para destino final (t)	157.357	226.003	-30%

Matérias Ambientais (€ mil) (j)	72.541	50.459	44%
Investimentos	18.398	24.617	-25%
Despesas	54.143	25.842	110%

Multas e Penalidades Ambientais (€)	566	11.096	-95%
-------------------------------------	-----	--------	------

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

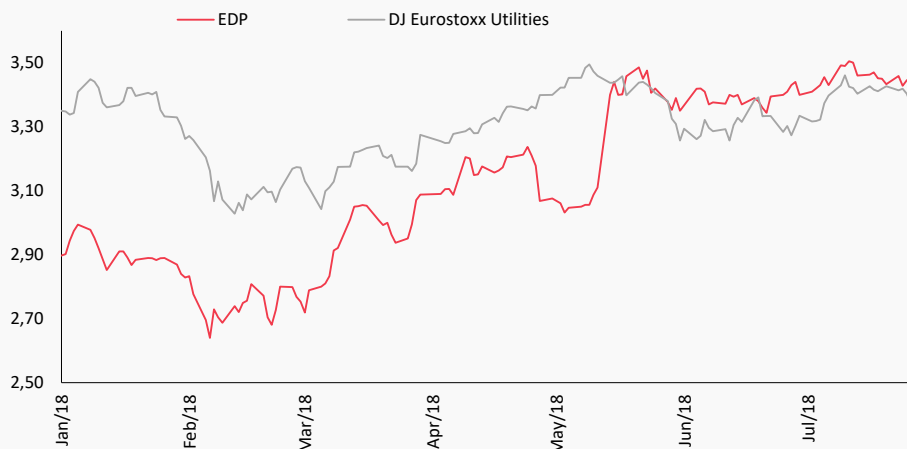
Emissões de CO2	Absoluto (mtCO2) (c)	Específicas (t/MWh)	Produção (i) (GWh)
	1S181S17	1S181S17	1S181S17
Península Ibérica	5.8708.366	0,700,70	8.41511.941
Carvão	4.9557.098	0,880,86	5.6618.297
CCGT	8351.195	0,390,39	2.1473.101
Cogeração e Resíduos	8074	0,130,14	606543
Brasil	2.5742.241	1,151,09	2.2292.049
Carvão (Contratado LP)	2.5742.241	1,151,09	2.2292.049
Produção térmica	8.44410.607	0,790,76	10.64413.990
Produção Livre de Emissões CO2			27.46821.507
Produção Total		0,220,30	38.11335.497

(a) 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.
(b) Inclui os serviços providenciados no quadro de fornecimento de energia, instalação de equipamento mais eficiente e/ou remodelação dos edifícios, mobilidade sustentável e que geram proveitos para a empresa.
(c) As emissões estacionárias não incluem as emissões resultantes da queima de gases siderúrgicos da ArcelorMittal em centrais da EDP em Espanha.
(d) Cálculo das emissões de âmbito 2 segundo a metodologia "location based" do GHG Protocol.
(e) Acidentes com 1 ou mais dias de ausência e mortais.
(f) EDP + PSE (Prestadores de Serviços Externos).
(g) Inclui apenas as emissões de combustão estacionária.
(h) Inclui frota automóvel.
(i) Inclui vapor (2018: 441 GWh vs 2017: 441 GWh).
(j) Metodologia de reporte revista. Inclusão como gasto ambiental, em 2018, dos consumos de licenças de emissão de CO2.

Desempenho da EDP na Bolsa



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



Principais Eventos EDP

- 29-Jan:** EDP vende 97 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 7-Mar:** EDP contrata linha de crédito de €2.240.000.000 por um prazo de 5 anos
- 12-Mar:** EDP vende 150 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 21-Mar:** EDP Brasil adquire 14,5% da Celesc
- 23-Mar:** EDPR anuncia a venda de uma participação de 20% no projecto eólico offshore do Reino Unido
- 27-Mar:** EDP Brasil lança oferta para aquisição até 33,6% da CELESC
- 5-Abr:** Deliberações da Assembleia Geral Anual
- 5-Abr:** Pagamento de Dividendos do Exercício de 2017
- 6-Abr:** Indicação de Representantes para o Conselho Geral e de Supervisão
- 9-Abr:** EDP informa acerca de notícia publicada hoje no site BFM Business
- 27-Abr:** EDP Brasil anuncia resultados da oferta para aquisição da CELESC
- 15-Mai:** Anúncio ao mercado relativo ao anúncio preliminar da oferta sobre a EDP
- 18-Mai:** Participação do Capital Group no capital social da EDP diminui para 9,973%
- 12-Jun:** EDP vende 641 milhões de euros em securitização de défice tarifário de electricidade em Portugal
- 20-Jun:** EDP emite obrigações no montante de EUR 750 M com vencimento em Janeiro de 2026
- 4-Jul:** EDP Renováveis assegura um CfD para 45 MW eólicos em leilão Grego

EDP em Bolsa	YTD	52W	2016
	26/07/2018		

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	3,445	3,445	2,885
Max	3,537	3,537	3,389
Min	2,631	2,631	2,641
Média	3,048	3,088	3,012

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	8.234	5.275	5.044
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	21	21	20
Volume Transaccionado (milhões de acções)	2.701	1.708	1.675
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,8	6,7	6,6

Dados Acções EDP	1S18	1S17	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	21,8	21,6	0,8%

Direcção de Relação com Investidores

Miguel Viana, Head of IR
 Sónia Pimpão
 João Machado
 Maria João Matias
 Sérgio Tavares
 Carolina Teixeira

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