



2018

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, 12 de Março de 2019

Dados-chave Operacionais	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	27.151	26.753	1%	+399
Peso de Renováveis (1)	74%	74%	1%	Op.p.
Produção (GWh)	71.963	70.001	3%	+1.963
Peso de Renováveis (1)	66%	56%		
Cientes (mil contractos)	11.445	11.472	0%	-26
Cientes ligados (mil)	10.343	10.228	1%	+115

Dados-chave Demonstração Resultados (€ M)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	5.099	5.391	-5%	-292
EBITDA	3.317	3.990	-17%	-673
EBIT	1.584	2.318	-32%	-734
Resultados financeiros & Res. Eq. Patrim. Impostos corrente, diferidos e CESE (2)	(543)	(797)	32%	+254
Interesses não controláveis	165	80	107%	+85
	357	328	9%	+29
Resultado líquido (accionistas da EDP)	519	1.113	-53%	-594

Dados-chave de Performance (€ M)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
EBITDA recorrente (3)	3.287	3.383	-3%	-96
P. Ibérica (Exc. Eólico & Solar) e Outros	1.413	1.399	1%	+14
Eólico & Solar	1.300	1.368	-5%	-68
Brasil	574	616	-7%	-42
Resultado líquido recorrente (3)	797	770	3%	+27
OPEX (4)				
OPEX P. Ibérica (€ M)	856	912	-6%	-56
Core OPEX/MW (€/MW) - Eólico & Solar	43	42	2%	+1
OPEX Brasil (BRL M)	1.115	1.085	3%	+29

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Dez-18	Dez-17	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	13.480	13.902	-3%	-422
Dívida líquida ajustada /EBITDA (x) (5)	4,0x	3,9x	4%	0,2x

Os resultados da EDP estão materialmente afetados por factores não recorrentes, tanto em 2017 como em 2018, o que distorce uma comparação em termos homólogos: **em 2017**, +268M de impacto total, largamente explicado pelo ganho de capital líquido obtido na reestruturação do portfólio e imparidades na P. Ibérica; **em 2018**, -€277M de impacto total, maioritariamente explicado por uma decisão administrativa com efeitos retroactivos nos CMEC (resultando numa provisão de €285M no 3T18; detalhes na pág. 4). Excluindo todos os efeitos não recorrentes e, bem assim, a desconsolidação das operações de distribuição das redes de gás alienadas em 2017, **o resultado líquido recorrente subiu 3% em termos homólogos, para €797M em 2018**, uma vez que o crescimento na EDP Brasil e a melhoria de mercado na P. Ibérica foram compensados por alterações regulatórias em Portugal, anunciadas no 4T17, e por uma eolicidade particularmente fraca. As alterações regulatórias na P. Ibérica (principalmente em Portugal) reduziram o resultado líquido em €151M (excluindo o efeito adicional não recorrente de €208M líquido de imposto).

Em 2018, a EDP prosseguiu a sua estratégia de crescimento focado em renováveis e Brasil. **A capacidade instalada total atingiu 27,2GW em Dez-18, 74% dos quais em energias renováveis**, em resultado do comissionamento e 825 MW de nova capacidade eólica, aliado à venda de uma posição maioritária em parques eólicos e à venda de centrais mini-hídricas em Portugal e no Brasil. Cabe também notar o aumento da capacidade detida através de participações minoritárias (capacidade *equity*) para 920 MW em Dez-18 (539 MW de capacidade hídrica no Brasil, 371 MW de capacidade eólica), em resultado do comissionamento de 0.2 GW hídrico e da primeira operação de asset rotation *de uma posição minoritária* (+40 MW).

Em termos de **produção total, o peso de renováveis aumentou 10pp em termos homólogos, para 66% em 2018. O portfólio de contratos com clientes manteve-se estável em 11,4 milhões**, distribuídos entre a P. Ibérica e Brasil e reflectindo a forte aposta na satisfação de cliente, qualidade de serviços e maior envolvimento.

O EBITDA de 2018 ascendeu a €3.317M. Excluindo a contribuição das redes de distribuição de gás na P. Ibérica ao longo do 2S17 e os efeitos não recorrentes (detalhe na pág. 3), o EBITDA recorrente caiu 3% (-€96M) em termos homólogos, para €3.287M em 2018, na medida em que o crescimento de actividade foi mitigado pelo efeito cambial: -5% ou -€163M, fruto da depreciação do BRL e, em menor escala, da depreciação do USD vs. o Euro. Em 2018, a performance do EBITDA foi impulsionada por: i) forte recuperação da hidraulicidade para um nível normalizado (apesar do muito fraco 4T18) e um apertado controlo de custos na P. Ibérica; ii) um crescimento sustentado no Brasil (em moeda local); e iii) o efeito de expansão de portfólio eólico (+6% em termos médios). Estes contributos positivos foram, contudo, compensados pelos cortes regulatórios em Portugal (-€210M em termos homólogos e recorrentes), fraca eolicidade (6% abaixo do cenário P50 em 2018, e em mínimos de 6 anos no 2S18, mais de 10% abaixo da média) e por uma redução de proveitos por MWh eólico produzido.

Em termos de eficiência operacional, os custos com pessoal e serviços externos (OPEX), excluindo custos de reestruturação, aumentaram 1% face a 2017 (excluindo efeito cambial). Por negócio, é de referir que o OPEX na **P. Ibérica** caiu 6%, o rácio Core Opex/ MW na EDPR subiu 2% e o OPEX na EDP **Brasil** em moeda local cresceu 3%, 1pp abaixo da inflação.

Os resultados financeiros líquidos (incluindo resultados com Associadas e JVs) **subiram 32% em termos homólogos (+€254M), para -€543M em 2018**, incluindo os efeitos de redução continuada de juros líquidos suportados (-9% em termos homólogos), decorrente da melhoria do custo médio da dívida, de 4,1% em 2017 para 3,8% em 2018; e da diminuição na dívida líquida média (-10% ou -€1,7MM em termos homólogos).

A Dívida líquida caiu de €13,9MM a Dez-17, para €13,5MM em Dez-18. O Cash flow orgânico recorrente gerado em 2018 (€1,2MM) mais que cobriu o pagamento de dividendos de 2017 (€0,7MM) e a redução de dívida líquida (€0,4MM); enquanto a actividade líquida de expansão (€0,4MM) e itens de caixa não recorrentes (€0,5MM) foram cobertos pela venda de défice tarifário (que se traduziu numa redução de activos regulatórios em €0,6MM).

O Conselho de Administração Executivo irá propor na Assembleia Anual de Accionistas (em 24 de Abril) a distribuição de um dividendo relativo ao exercício de 2018 no valor de €0,19 por acção.

(1) Inclui capacidade eólica, solar, hídrica e mini-hídrica; (2) CESE: Contribuição extraordinária do sector de energia; (3) Exclui impactos não recorrentes, descritos na pág. 3 (EBITDA) e pág. 4 (Resultado líquido); Em 2017, exclui contribuição de redes de gás (EBITDA: €140M; Resultado líquido: €75M); (4) OPEX = FSEs + Custos Pessoal + Custos Benef. Sociais; (5) 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)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18	4T18 YoY		EBITDA 2018
													Δ %	Δ Abs.	
Produção e Comerc. P. Ibérica	762	555	37%	+208	201	160	158	36	185	252	185	141	286%	104	
Redes Reguladas P. Ibérica	625	898	-30%	-273	265	248	205	181	159	155	162	149	-18%	-32	
Eólico e Solar	1.300	1.366	-5%	-66	373	345	272	376	381	305	184	431	15%	55	
Brasil	649	615	6%	+34	164	151	148	151	163	143	149	194	29%	43	
Outros	(19)	556	-	-575	8	(13)	583	(23)	5	(26)	8	(7)	71%	16	
EBITDA Consolidado	3.317	3.990	-17%	-673	1.011	892	1.367	721	893	829	688	907	26%	186	
- 'Ajustamentos(1)	31	607	-95%	-576	58	57	583	(91)	(18)	-	-	49	-	140	
EBITDA Recorrente	3.287	3.383	-3%	-96	953	835	783	812	911	829	688	858	6%	46	

O EBITDA reportado do grupo EDP atingiu €3.317M em 2018. Excluindo a contribuição das redes de gás da P. Ibérica, alienadas no 2S17 (€140M em 2017), e efeitos não recorrentes(*), o EBITDA recorrente caiu 3% (-€96M) em termos homólogos, para €3.287M em 2018, em linha com o impacto cambial adverso (-5% ou -€163M, decorrente da depreciação do BRL USD face ao Euro) e de uma eolicidade abaixo da média (€69M abaixo de valor normalizado). Em 2018, a performance do EBITDA beneficiou de i) forte recuperação de hidraulicidade e apertado controlo de custos na P. Ibérica; ii) crescimento acentuado da EDP Brasil, em moeda local e iii) impacto de expansão de portfólio. Ainda assim, tais efeitos positivos foram anulados pelo impacto de alterações regulatórias em Portugal (-€210M em termos homólogos e recorrentes) e pela fraca eolicidade (em particular no 3T18 e 4T18, com uma eolicidade 11% e 12% abaixo do cenário P50, respectivamente).

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (39% do EBITDA) - O EBITDA caiu 5% em termos homólogos (-€66M), para €1.300M em 2018, penalizado i) pelo efeito cambial adverso (-€36M, justificado pela depreciação do USD e BRL vs. EUR), ii) pela fraca eolicidade em 2018 (6% abaixo do ano médio), iii) menor preço de venda (-7% no preço médio de venda ex-Forex) decorrente de menores receitas com certificados verdes e do efeito *mix* da nova capacidade instalada (em especial nos EUA e Brasil); iv) menores receitas com créditos fiscais nos EUA ("PTCs"; -€51M vs. 2017). Estes impactos mais do que compensaram o efeito de expansão de portfólio (+6% em termos médios) e da primeira transacção "sell down", correspondente à monetização à cabeça do valor criado na "construção para venda e operação" de capacidade.

PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO NA P. IBÉRICA (22% do EBITDA) - O EBITDA aumentou 37% em termos homólogos, para €762M, penalizado por custos não recorrentes (-€33M em 2018 vs. -€13M em 2017). O EBITDA recorrente subiu 40%, para €796M em 2018, em resultado da melhoria da hidraulicidade e preços médios de venda mais elevados, mais do que compensando assim o impacto adverso de spreads térmicos fracos e dos menores resultados obtidos na gestão de energia, devido às coberturas contratadas em 2017. Os recursos hídricos melhoraram substancialmente - de 53% aquém da média (2017) para 5% acima da média (2018) - apesar dos trimestres mais fortes sazonalmente (1T e 4T) terem sido particularmente fracos face à média histórica: 36% abaixo no 4T18.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (19% do EBITDA) – Excluindo a actividade de distribuição de gás na P. Ibérica e custos de reestruturação (detalhes na pág. 18), o EBITDA caiu cerca de 23% em termos homólogos, para €636M em 2018, essencialmente suportado por: (i) em Portugal (77% 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 €164M em termos homólogos, tendo sido apenas parcialmente compensado pelo apertado controlo de custos; e (ii) em Espanha (23% do total), abordagem prudente quanto ao impacto de potenciais alterações regulatórias ainda antes do final do período regulatório em curso, em 2020.

BRASIL (20% do EBITDA) – O EBITDA subiu 6% em termos homólogos, para €649M em 2018, apesar da depreciação do BRL vs. EUR. Em 2018, o EBITDA inclui o impacto líquido de venda de mini-hídricas(*) e de custos reestruturação (€7M). Excluindo estes efeitos não recorrentes, o EBITDA recorrente em moeda local cresceu 10% para R\$2.440M em 2018, reflectindo: i) na distribuição (+7% ou +R\$56M em termos homólogos), uma melhoria da performance operacional; e ii) na geração, a gestão bem-sucedida do portfólio integrado (resultando num impacto do GSF, líquido de coberturas, de R\$151M em 2018) e a revisão da disponibilidade contratada em Pecém.

(*) *Itens não recorrentes: i) +€467M em 2017, resultantes do impacto líquido da venda do negócio de distribuição de gás em Portugal e Espanha (+€574M); provisões regulatórias na produção e comercialização (-€35M) e redes reguladas (-€42M); custos de reestruturação RH (-€30M); ii) +€31M em 2018, correspondente ao impacto líquido da venda de centrais mini-hídricas no Brasil (+€82M), à diferença entre o ajuste final do CMEC reconhecido em Dez-17 e aprovado pelo Governo a 3 de Maio, na parte referente ao 2S17 (-€18M), custos de reestruturação (-€34M).*

(1) Inclui efeitos não recorrentes(*) e, em 2017, a contribuição de redes de gás; (2) Inclui Polónia, Roménia, França, Itália, Bélgica, Reino Unido.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.					4T18 YoY	
					1T18	2T18	3T18	4T18	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.317	3.990	-17%	-673	893	829	688	907	26%	186
Provisões	288	(4)	n.m.	292	(7)	4	286	5	-	10
Amortizações e imparidades exercício	1.445	1.676	-14%	-231	351	348	350	396	-36%	-225
EBIT	1.584	2.318	-32%	-734	549	477	53	506	383%	401
Juros financeiros líquidos	(626)	(691)	9%	65	(148)	(144)	(148)	(186)	-3%	-6
Resultados relac. com Receb. Fut. actividade regulada	22	20	11%	2	6	6	3	7	-	11
Custos financeiros capitalizados	34	33	1%	0	7	8	9	10	14%	1
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo (1)	(177)	(187)	6%	11	(44)	(45)	(46)	(42)	14%	7
Diferenças de câmbio e derivados	(5)	(35)	86%	30	25	(10)	(7)	(13)	-	-22
Rendimentos de participações de capital	(26)	(25)	-4%	-1	(8)	(5)	(7)	(7)	-	1
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	113	29	284%	83	15	5	(0)	94	n.m.	90
Outros ganhos e perdas financeiros	111	48	132%	63	19	37	30	26	607%	22
Resultados Financeiros	(554)	(808)	31%	254	(127)	(150)	(166)	(111)	49%	105
Equiv. patrimoniais JVs/associadas (Detalhes pág. 28)	11	12	-6%	-1	1	2	6	2	138%	1
Resultados Antes de Impostos	1.041	1.521	-32%	-480	423	330	(108)	397	-	507
IRC e Impostos Diferidos	100	10	867%	89	74	43	(67)	49	-	215
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>10%</i>	<i>1%</i>	<i>-</i>	<i>8,9 pp</i>	<i>18%</i>	<i>13%</i>	<i>62%</i>	<i>12%</i>	<i>0%</i>	<i>-137,9 pp</i>
Contribuição Extraordinária para o Sector Energético	65	69	-6%	-4	66	(2)	1	0	-	1
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 28)	357	328	9%	29	116	75	40	125	41%	37
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	519	1.113	-53%	-594	166	214	(83)	222	-	255

As **amortizações e imparidades** caíram 14% em termos homólogos, para €1.445M em 2018, reflectindo o impacto de imparidades no 4T17 (€257M), maioritariamente em centrais a carvão na P. Ibérica e na EDPR), a exclusão de perímetro de consolidação dos activos de distribuição de gás (€19M em 2017) e o impacto cambial (-€43M). Em 2018, esta rúbrica reflecte também o impacto das novas adições de capacidade nos últimos 12 meses e de imparidades registadas, na Península Ibérica, e imparidades no 4T18 (€24M em centrais a carvão e €7M ao nível da EDPR).

A 26-Set-18, a DGEG notificou a EDP sobre o Despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia (SEE) de 29-Ago-18, quantificando em €285M o impacto financeiro da alegada sobrecompensação dos CMEC (detalhes na pág. 11). Considerando que este Despacho carece de fundamento técnico, económico e legal, na falta de resposta à reclamação graciosa ao SEE (apresentada a 8-Out-18), a EDP encetou as necessárias medidas para defender os seus interesses e direitos. Apesar do Grupo EDP considerar que não existiram quaisquer aspectos inovatórios ponderados nos ajustamentos anuais ou no ajustamento final dos CMEC, registou uma provisão de €285M no 3T18. Como consequência, as **provisões** ascenderam a €288M em 2018.

Os **resultados financeiros líquidos** ascenderam a -€554M em 2018 (+31% face a 2017). Os juros líquidos suportados melhoraram em 9% face a 2017, suportados pela redução na dívida média (-10% ou -€1,7MM); por custo de financiamento mais baixo e benefício de gestão activa da dívida, que proporcionou uma redução do custo médio da dívida em 30 p.b. (de 4,1% em 2017 para 3,8% em 2018). Estes efeitos foram parcialmente compensados por custos associados a recompra de alguma dívida: -€39M em 2018 face a -€27M em 2017. Os **custos financeiros capitalizados**, no valor de €34M em 2018 respeitam essencialmente à construção de nova capacidade e a investimentos nas redes reguladas. Os **ganhos de capital** (€113M em 2018) respeitam à venda da nossa posição na central de biomassa Bioelectrica (€24M) vs €25M registados em 2017 (na venda de posição na REN); e também ao ganho obtido na venda de participações no Reino Unido (43%) e em França (13,5%), num total de €87M. Os **Outros resultados** financeiros em 2018 incluem o badwill resultante da aquisição de uma posição na Celesc (+€18M em 2018) e o efeito de garantias bancárias no Brasil.

Os **ganhos e perdas com empresas associadas** não apresentaram significantes alterações face ao período homólogo, ascendendo a €11M em 2018, através do impacto contrário da contribuição da CELESC (participação de 23,6% adquirida em 2018; +€6M de contribuição) e da antecipação da entrada em operação das nossas centrais hídras no Brasil. (Detalhe na pág. 28)

O **imposto sobre o rendimento** ascendeu a €100M em 2018 (+€89M vs. 2017). De referir que excluindo a provisão não recorrente de €285M, acima mencionada, a taxa efectiva de imposto situou-se em 14% em 2018.

Os **interesses não controláveis** totalizaram €357M em 2018 (+9% em termos homólogos), justificado pela evolução dos interesses não controláveis em impactos não recorrentes ao nível da EDP Brasil (€40M). (Detalhes na página 28).

Em suma, o resultado líquido atingiu €519M em 2018, muito penalizado por efeitos não recorrentes(*). Excluindo efeitos não recorrentes e a contribuição de redes de gás em 2017, o **resultado líquido subiu 3%** em termos homólogos, **para €797M em 2018**, já que a melhoria na EDP Brasil e a recuperação hídrica na P. Ibérica mais que compensaram o efeito de alterações regulatórias adversas em Portugal e a fraca eolicidade em 2018.

(* **Eventos não recorrentes:** (i) **+€268M em 2017**, incluindo o ganho na venda da Naturgás Energia Distribuição e da Portgás (€574M), o ganho na venda da posição da REN (€25M), custos de reestruturação (-€21M), custos/provisões relacionadas com a regulação (-€61M); imparidades nas centrais a carvão na Península Ibérica e outras (-€191M); comissões relacionadas com a antecipação do pagamento de dívida (-€33M); impacto da reforma fiscal nos EUA (+€44M) e a contribuição extraordinária para o sector de energia (-€69M); (ii) **-€277M em 2018**, incluindo o efeito líquido de impactos regulatórios (-€208M), imparidades nas centrais a carvão da Península Ibérica (-€21M), ganhos na venda de activos (Mini-hídras: +€40M; Bioelectrica: +€24M), custos de reestruturação (-€20M), Comissões relacionadas com a antecipação do pagamento de dívida e outros (-€26M) e a contribuição extraordinária para o sector de energia (-€65M).

(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)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18
Expansão	1.394	1.017	37%	+377	112	351	188	365	283	217	505	389
Eólico & Solar	1.275	1.051	21%	+224	93	331	291	337	265	199	461	349
Brasil	77	11	n.m.	+67	-	1	1	9	5	11	39	23
P. Ibérica e Outro	42	(45)	-	+87	19	19	(103)	20	13	7	5	18
Manutenção	637	709	-10%	-72	140	144	143	282	85	144	163	245
Redes Reguladas P. Ibérica	276	349	-21%	-73	73	73	71	132	34	52	63	126
Redes Reguladas Brasil	152	158	-4%	-6	42	35	39	41	26	34	43	49
Outro	209	202	3%	+7	25	36	32	109	24	58	57	70
Investim. Operacional Consolidado	2.031	1.725	18%	+306	252	495	331	647	368	362	668	634



Investimentos/(Desinvestimentos) Financeiros Líquidos (1) (€ M)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	210	433	-51%	-222
Perímetro EDPR	105	10	911%	+95
Perímetro EDP Brasil	105	91	15%	+14
OPA sobre EDPR	-	299	-	-299
P. Ibérica e Outros	-	32	-	-32
Desinvestimentos	745	3.081	-76%	-2.337
Perímetro EDPR	422	272	55%	+150
Perímetro EDP Brasil	150	13	1096%	+137
Venda de Naturgas (NED)	38	2.745	-99%	-2.707
P. Ibérica e Outro	135	52	161%	+83
Investim. Financeiro Líquido	(534)	(2.649)	80%	+2.114

O **investimento operacional consolidado** ascendeu a €2.031M em 2018, reflexo de uma aceleração no investimento em expansão, maioritariamente relacionada com energia eólica e transmissão (Brasil). De acordo com a estratégia da EDP, 89% do total de investimento operacional foi dedicado a actividades reguladas ou contratadas a longo-prazo, incluindo projetos de expansão (~70% do investimento operacional total).

O **investimento operacional de manutenção** (€637M em 2018) foi maioritariamente absorvido pelas redes reguladas no Brasil e na P. Ibérica (67% do total). A queda em 2018 está relacionada sobretudo com a venda da distribuição de gás na P. Ibérica (€24M investidos em 2017) e com a depreciação cambial do BRL face ao Euro.

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

i) Nova capacidade eólica e solar: o investimento atingiu €1.275M em 2018, 59% do qual na América do Norte, 27% na Europa e 13% no Brasil. A capacidade eólica *onshore* em construção a Dec-18 ascendia a 344MW: 58% nos EUA e 42% na Europa.

ii) Novas linhas de transmissão no Brasil: em 2018 registou-se uma aceleração do investimento, tendo-se situado nos €73M, dado que a execução do investimento planeado de R\$3,1MM até 2022, está a revelar-se adiantada.

Os **desinvestimentos financeiros líquidos** ascenderam a €534M em 2018, incluindo os efeitos de: (i) a aquisição de 23,6% da Celesc (Centrais Elétricas de Santa Catarina) no Brasil por €89M, juntamente com a venda de várias centrais small hydro (€150M); (ii) a nível da EDPR, a venda de uma participação de 43% do parque eólico *offshore* em Moray East (UK) (dos quais, 23% só no 4T18), a venda de uma participação de 13,5% nos nossos projectos offshore em França (4T18) e o sell down de 80% de um portfólio de 499MW de capacidade eólica *onshore*, nos EUA e Canadá (4T18), explicam em grande parte os €422M; (iii) na P. Ibérica, o recebimento de €38M adicionais da venda da Naturgas Energia Distribución ('NED'), e €135M da venda de centrais mini hídricas/biomassa em Portugal.

Em conclusão, a actividade de expansão líquida resultou num investimento líquido total de €350M em 2018, incluindo uma aceleração do investimento em expansão (+€377M em termos homólogos, para o total de €1.394M), receitas de novos TEI (€399M) e um desinvestimento líquido (€534M). Note-se que, em 2017, a actividade de investimento foi marcada por uma intensa alteração no portfólio de activos do grupo e pela alteração de perímetros de consolidação.

Sumário de Actividade Expansão (1) (€ M)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Investim. Operacional Expansão	1.394	1.017	37%	+377
Investim. Financeiro Líquido	(534)	(2.649)	80%	+2.114
Encaixe Parcerias Institucionais	(399)	(445)	10%	+46
Outro (2)	(111)	299	-	-410
Total	350	(1.777)	-	+2.127

(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)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	14.237	13.825	3%	+412
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	1.289	1.193	8%	+96
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(11.770)	(11.406)	-3%	-365
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(694)	(718)	3%	+24
Fluxo gerado pelas operações	3.061	2.894	6%	+167
Receb./ (pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(123)	(659)	81%	+535
Fluxo das Actividades Operacionais	2.938	2.236	31%	+702
Fluxo das Actividades de Investimento	(1.179)	570	-	-1.749
Fluxo das Actividades de Financiamento	(2.335)	(1.797)	-30%	-538
Variação de caixa e seus equivalentes	(576)	1.008	-	-1.584
Efeito das diferenças de câmbio	(21)	(129)	84%	+109

Variação da Dívida Líquida (€ M)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Fluxo Recorrente de Actividades Operacionais (1)	2.605	2.686	-3%	-80
EBITDA recorrente	3.287	3.383	-3%	-96
Investimento em Fundo de Maneio, Impostos e Outros	(681)	(697)	2%	+16
Investimento Operacional em Manutenção (2)	(664)	(754)	12%	+90
Juros financeiros líquidos pagos	(570)	(630)	10%	+60
Pagamentos a Parc. Institucionais EUA	(174)	(195)	11%	+21
Outros	(13)	(319)	96%	+306
Fluxo de Caixa Orgânico Recorrente	1.184	787	50%	+397
Expansão	(350)	1.777	-	-2.127
Capex de Expansão	(1.394)	(1.017)	-37%	-377
Invest./Desinvest. Fin. Líquidos (1)	534	2.649	-80%	-2.114
Recebimentos de Parcerias Institucionais nos EUA	399	445	-10%	-46
Outros	111	(299)	-	+410
Variação de Activos Regulatórios	602	34	1673%	+568
Dividendos pagos a Accionistas EDP	(691)	(691)	0%	+0
Variações Cambiais	(13)	618	-	-631
Outros (Incluindo ajustamentos não recorrentes)	(310)	(494)	37%	+185
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	422	2.031	-79%	-1.608

Fundos Gerados pelas Operações (€ M)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.317	3.990	-17%	-673
Imposto corrente	(246)	(178)	-38%	-67
Juros financeiros líquidos	(626)	(691)	9%	+65
Resultados de associadas e dividendos	(15)	17	-	-32
Ajustamentos a FFO	(194)	(121)	-61%	-73
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	2.237	3.017	-26%	-780

O fluxo de caixa orgânico recorrente subiu para €1,184M em 2018 (+50% em termos homólogos). Note-se que o impacto negativo dos desenvolvimentos regulatórios em Portugal em 2017 e da alienação do negócio ibérico de distribuição de gás (€129M em 2017) ao nível do fluxo de caixa orgânico recorrente foi atenuado pelo correspondente efeito fiscal. Em detalhe, importa mencionar: (i) o **fluxo de caixa operacional recorrente**, no valor de €2,6MM em 2018, recuou €0,1MM em termos homólogos, penalizado por desenvolvimentos regulatórios, fraca eolicidade e pela desconsolidação dos activos de destruição de gás, efeitos estes traduzidos numa redução de impostos; (ii) **Juros líquidos pagos (líquido de juros capitalizados) no valor de €570M**, com uma melhoria de €60M no período, espelhou a trajectória de redução de dívida e do respectivo custo. Note-se que o **investimento operacional de manutenção** (€664M) se apresenta líquido de investimento em fundo de maneio relacionado com fornecedores de activos fixos.

A **actividade de expansão** compreendeu a construção de nova capacidade eólica e a execução do capex programado nas linhas de transmissão no Brasil; mas também contribuições de capital próprio no Brasil (capacidade hídrica) e EDPR (principalmente projectos offshore). Adicionalmente, esta actividade compreendeu a aquisição de 23,6% da CELESC por €89M e a venda de várias participações, muito concentradas no 4T18: posições minoritárias no capital de projectos offshore (€189M em 2018), a primeira venda de uma participação maioritária em projectos eólicos onshore (€226M no 4T18), a venda de pequenas centrais hídricas no Brasil e em Portugal (€285M concluído no final do ano). É também de notar que em 2017, o desinvestimento líquido de expansão (€1,8MM) incluiu receitas líquidas obtidas na venda de activos (€2,4MM).

Os **activos regulatórios** em 2018 caíram €602M, maioritariamente influenciados pela queda da dívida do sistema eléctrico, em Portugal (-€0,8MM durante 2018, para €3,8MM em Dez-18), e pela venda de défice tarifário (€1,3MM em 2018).

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

As **variações cambiais** tiveram um impacto imaterial, fruto de efeitos de sinal contrário da apreciação do USD (+5%) e da depreciação do BRL (-19%), ambos face ao Euro comparativamente a Dez-17.

Os **impactos não recorrentes** (incluídos em **Outros**) ascenderam a €0,3MM em 2018, incluindo o pagamento de impostos (CESE, previamente provisionado, e reavaliação fiscal: €0,2MM), contribuição extraordinária para o Fundo de pensões e o custo associado ao pagamento antecipado de dívida. Em 2017, esta rubrica ascendia a €0,5MM, incluindo €0,4MM relacionados com impostos (decorrentes da redução do montante de activos regulatórios, programa de reavaliação fiscal, entre outros), uma contribuição extraordinária para o Fundo de pensões e o pagamento antecipado de custos de dívida.

Em conclusão, o fluxo de caixa orgânico recorrente gerado em 2018 mais que cobriu o pagamento de dividendos e a redução de dívida financeira. A actividade de expansão e impactos não recorrentes foram compensados pela redução de activos regulatórios, suportada na venda de défice tarifário. A **dívida líquida** diminuiu €0,4MM vs. Dez-17 para €13,5MM a Dez-18.

O **FFO desceu 26% vs. 2017, totalizando €2.237M em 2018**, reflexo de (i) uma queda de €673M no EBITDA reportado (detalhes na página 3); (ii) um aumento de €67M do imposto corrente; (iii) um decréscimo de €65M dos juros financeiros líquidos; (iv) redução de €32M nos juros e dividendos líquidos de Associadas, decorrente da venda da participação na REN, em 2017; e (v) ajustamentos ao FFO mais altos essencialmente explicados pela subida de contribuição extraordinária para o fundo de pensões.

(1) Excluindo Activos Regulatórios; (2) Investimento operacional de manutenção inclui investimento em fundo de maneio relacionado com fornecedores de activos fixos.

Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Dez vs. Dez		
	Dez-18	Dez-17	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	22.708	22.731	-23
Activos intangíveis	4.737	4.747	-11
Goodwill	2.251	2.233	19
Invest. Financeiros, Activos para venda (Detalhe pág 28)	1.088	1.236	-148
Impostos, correntes e diferidos	1.560	1.390	170
Inventários	342	266	76
Outros activos, líquido	6.946	7.028	-82
Depósitos colaterais	193	45	148
Caixa e equivalentes de caixa	1.803	2.400	-597
Total do Activo	41.627	42.075	-448

Capital Próprio (€ M)	Dez-18	Dez-17	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.968	9.546	-578
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 28)	3.932	3.934	-2
Total do Capital Próprio	12.900	13.480	-580

Passivo (€M)	Dez-18	Dez-17	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	16.085	16.918	-833
Médio e longo prazo	13.462	15.470	-2.007
Curto prazo	2.623	1.448	1.174
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.407	1.522	-115
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.269	1.249	20
Provisões	1.018	753	266
Impostos, correntes e diferidos	1.238	1.122	117
Proveitos diferidos de invest. institucionais	962	915	47
Outros passivos, líquido	6.746	6.117	630
Total do Passivo	28.727	28.595	132
Total do Capital Próprio e Passivo	41.627	42.075	-448

Benefícios aos Empregados (€M)	Dez-18	Dez-17	Δ Abs.
Benefícios aos Empregados (antes de impostos)	1.407	1.522	-115
Pensões	759	763	-4
Actos médicos e outros	648	759	-111
Impostos diferidos s/ Benefícios Empregados (-)	-422	-459	37
Benefícios aos Empregados (líq. Imposto)	985	1.064	-78

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Dez-18	Dez-17	Δ Abs.
Receb. Futuros Actividade Regulada (antes imp.)	287	870	-583
Portugal - Distribuição (1)	120	608	-488
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	96	237	-140
Brasil	71	26	45
Ajustamento "Fair value" (+)	-	-	-
Impostos diferidos s/ Rec. Fut. Activ. Regul. (-)	-68	-266	198
Receb. Futuros da Actividade Regulada (líq. Imposto)	219	604	-385

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** manteve-se estável vs. Dez-17 em €27,4MM a Dec-18, impactado principalmente por uma aceleração do CAPEX em 2018, que compensou os impactos negativos com amortizações, das diferenças de taxas de câmbio decorrentes da desvalorização do BRL (-11%) vs. EUR entre Dez-17 e Dez-18. A Dez-18, o imobilizado em curso ascendeu a €1,7MM (6% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis consolidado): 51% proveniente da EDPR, 9% da EDP Brasil e 40% ao nível da P. Ibérica.

Os **investimentos financeiros e activos detidos para venda** diminuíram €148M vs. Dez-17 (Detalhes na página 28). Note-se que algumas centrais mini-hídricas em Portugal e uma central de biomassa em Portugal foram vendidas durante 4T18. De notar que, a Dez-18, os investimentos financeiros incluem: i) €357M ao nível da EDPR, correspondentes a participações em parques eólicos (356MW) nos EUA e em Espanha, e participações de 33% e 29,5% em projectos *offshore* no Reino Unido e em França, respectivamente; ii) €456M ao nível da EDP Brasil, maioritariamente relacionados com as participações na Celesc (23,6%), Jari (50%), Cachoeira-Caldeirão (50%) e São Manoel (33%); e iii) €264M 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 €0,1MM vs. Dez-17 para €6,9MM a Dez-18, suportado essencialmente pelo decréscimo de €0,6MM dos activos regulatórios, que foram contrariados principalmente pelo impacto da alteração à IFRIC 12 - Concessões pela adopção da IFRS 15, relativo a activos em construção afectos a concessões. De salientar que outros activos (líquidos) incluem €0,16MM a receber da venda da Naturgas Distribución.

O montante total nominal de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** regrediu €0,6MM vs. Dez-17, para €287M a Dez-18 (**€219M líquidos de impostos**), em virtude do efeito combinado da venda de €1,3MM dos activos regulatórios em Portugal mitigado pelo reflectir do défice tarifário anual nas contas da EDP. É de salientar que o défice do sistema em Portugal reduziu €0,8MM para €3,8MM, a redução foi impulsionada pelo aumento da procura de electricidade (+2,9% face ao período homólogo) e cortes regulatórios passados em Portugal.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** diminuíram €0,6MM, para €9,0MM a Dez-18, reflectindo €0,5MM de resultado líquido gerado no período, mitigado pelo pagamento do dividendo anual (-€0,7MM), pelo impacto negativo de €0,1MM da adopção da IFRS 9 e IFRS 15 e pelo impacto de diferenças no câmbio a nível da consolidação, no seguimento da depreciação do BRL vs. EUR.

Os **interesses não controláveis** (Detalhes na página 28) mantiveram-se constantes em relação a Dez-17, a €3,9MM a Dez-18, dado que os resultados atribuíveis a minoritários no período foram mitigados pela depreciação do BRL vs. EUR e pelos dividendos pagos no período.

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 Dez-18 (**€1,0MM, líquido de impostos**), na sequência do pagamento recorrente de benefícios e actos médicos em 2018, e de uma contribuição extraordinária de €0,1MM para o fundo de pensões.

O **passivo relativo a parcerias institucionais líquido de proveitos diferidos** aumentou 2% em termos homólogos, reflectindo os benefícios utilizados pelos parceiros de "tax equity" durante o período, nova estrutura de incentivos e o efeito cambial.

As **Provisões** a Dez-18 ascenderam a €1,0MM (+€266M face a Dez-17), este aumento é principalmente explicado pelo reconhecimento de uma provisão no valor de €285M relacionada com os CMEC e do pagamento da CESE, referente a 2017 e 2018.

Outros passivos, líquido aumentaram €0,6MM YoY, explicado principalmente pelo capital circulante relacionado com a construção de novos parques eólicos.

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

Dívida Financeira Líquida



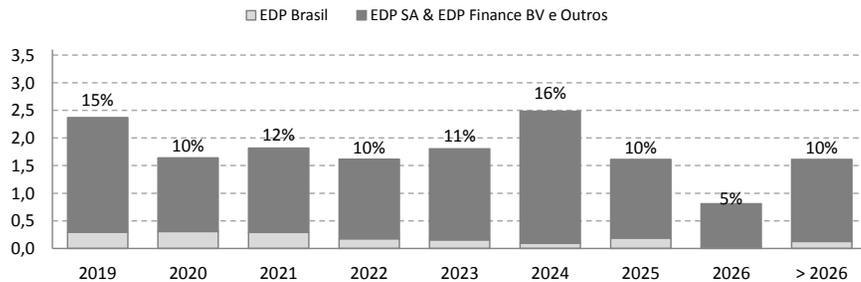
Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)	Dez-18	Dez-17	Δ %	Δ Abs.
Dívida Financeira Nominal	15.766	16.575	-5%	-809
EDP S.A. e EDP Finance BV	13.228	14.079	-6%	-851
EDP Renováveis	882	992	-11%	-110
EDP Brasil	1.656	1.504	10%	152
Juros da dívida a liquidar	258	261	-1%	-3
"Fair Value"(cobertura dívida)	61	81	-25%	-21
Derivados associados com dívida (2)	(116)	(141)	18%	26
Depósitos colaterais associados com dívida	(193)	(45)	-326%	-148
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(391)	(391)	0%	0
Dívida Financeira	15.385	16.340	-6%	-955
Caixa e Equivalentes	1.803	2.400	-25%	-597
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	922	1.608	-43%	-687
EDP Renováveis	386	388	-1%	-2
EDP Brasil	496	404	23%	92
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	102	38	172%	64
Dívida líquida do Grupo EDP	13.480	13.902	-3%	-422

Linhas de Crédito a Dez-18 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	75	1	75	jul-19
Linha Crédito "Revolving"	3.300	24	3.300	out-23
Linha Crédito "Revolving"	2.240	17	2.010	mar-23
Linhas Crédito Domésticas	226	7	226	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	50	1	50	2021
Total Linhas Crédito	5.891		5.661	

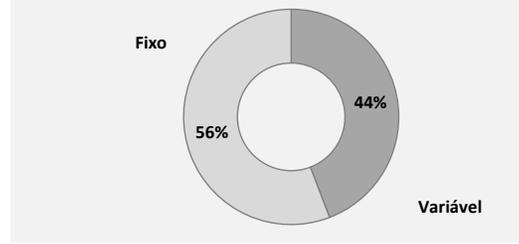
Ratings da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BBB-/Stable/A-3	Baa3/Stable/P3	BBB-/Stab/F3
Último Relatório de Rating	08-08-2017	03-04-2017	05-12-2018

Rácios de Dívida	Dez-18 (3)	Dez-17
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios (x) (3)	4,0x	3,9x

Maturidade da Dívida a Dez-18 (1)



Dívida por Tipo de Taxa de Juro - Dez-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-18, 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'.

No que se refere às **principais operações de refinanciamento em 2018**, 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. Em Set-18 a EDP exerceu a opção (e teve a aprovação dos bancos) para prolongar a maturidade da RCF de €3.300M, por um ano, até Out-23. Em Out-18 a EDP fez a sua primeira emissão de *Green Bonds* no valor de €600M, com uma maturidade de 7 anos e uma yield de 1,959%. Também em Out-18, a EDP emitiu R\$1,2M, ao nível de um projecto de transmissão, com cupão de IPCA + 6,72% com maturidade em Out-28. 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.

No final do ano, a EDP recomprou €500M de várias obrigações e vendeu défice tarifário, o que contribuiu para uma redução do euro no peso da dívida líquida.

O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais atingiu 81% enquanto o remanescente da dívida foi angariado essencialmente através de empréstimos bancários. **As necessidades de refinanciamento para 2019** ascendem a €2,4MM, dos quais €1,4MM em obrigações e €1,0MM em empréstimos bancários. **Em 2020 e 2021** as necessidades de refinanciamento totalizam aproximadamente €3,5MM. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €7,6MM a Dez-18. Assim, a posição de liquidez permite agora à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além de 2020.

Em Jan-19, a EDP estendeu a maturidade de €2.095M do "RCF" de €2,240M até Mar-24 e emitiu €1,000M de dívida green subordinada híbrida com uma yield de 4,5%.

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



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balança Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	2018	2017	Δ%	2018	2017	Δ%	2018	2017	Δ%
Hidroeléctrica	12,3	6,4	91%	36,1	20,6	76%	48,4	27,0	79%
Nuclear	-	-	-	53,2	55,6	-4%	53,2	55,6	-4%
Carvão	11,1	13,6	-18%	34,9	42,6	-18%	46,0	56,2	-18%
CCGT	10,1	13,5	-25%	26,4	33,9	-22%	36,5	47,4	-23%
(-) Bombagem	(1,6)	(2,2)	-29%	(3,2)	(3,7)	-13%	(4,8)	(5,9)	-19%
Regime Convencional	31,9	31,3	2%	147,4	149,0	-1%	179,3	180,3	-1%
Eólica	12,4	12,0	3%	48,9	47,5	3%	61,3	59,5	3%
Outras	9,3	9,0	3%	47,3	48,3	-2%	56,6	57,3	-1%
Regime Especial	21,6	21,0	3%	96,2	95,8	1%	117,9	116,8	1%
Importação/(exportação)	(2,7)	(2,7)	-1%	9,9	8,0	24%	7,2	5,3	36%
Consumo Referido à Emissão	50,9	49,6	2,6%	253,5	252,8	0,3%	304,4	302,4	0,7%
Corrigido temperatura, dias úteis			1,7%			0,3%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	2018	2017	Δ%	2018	2017	Δ%	2018	2017	Δ%
Procura convencional	44,1	42,1	5%	287,5	275,1	5%	331,6	317,2	5%
Procura para produção electricidade	20,8	27,6	-25%	61,8	75,7	-18%	82,6	103,3	-20%
Procura Total	64,9	69,7	-7%	349,3	350,8	0%	414,3	420,5	-1%

A procura de electricidade na P. Ibérica aumentou 0,7% em 2018, após a diminuição de 1.1% no 4T18 comparativamente ao período homólogo (vs. 0,8% no 3T18). Em Espanha (83% da procura total na P. Ibérica), ajustada de temperatura e dias úteis, a procura aumentou 0,3% face a 2017. Em Portugal (17% da procura total na P. Ibérica), ajustada de temperatura e dias úteis, a procura aumentou 1,7% face a 2017 (procura total aumentou 2,6%), influenciada quer pelo segmento residencial quer industrial.

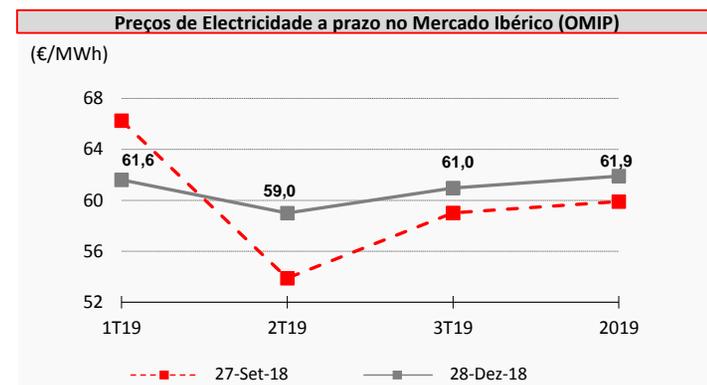
A capacidade instalada na P. Ibérica reduziu em 0,3 GW para 118,1 GW a Dez-18, refletindo sobretudo uma redução da capacidade instalada em ciclo combinado.

A procura residual térmica (PRT) diminuiu 20% em 2018 face ao período homólogo (-21 TWh), suportada essencialmente pela forte recuperação dos recursos hídricos na P. Ibérica desde Mar-18 (5% e 30% acima da média de longo prazo em Portugal e Espanha em 2018, respectivamente, face a 50% abaixo da média em 2017). Apesar disto, o 4T18 foi extremamente seco em Portugal (recursos hídricos 33% abaixo da média histórica), o que conduziu os níveis dos reservatórios abaixo da média histórica em Dez-18. Em conclusão, a produção hídrica (líquida de bombagem) aumentou 22 TWh em 2018 (vs. 2017). A produção eólica aumentou 1,8 TWh face a 2017, reflectindo recursos eólicos excepcionais no 1T18, e as importações líquidas subiram 1,9 TWh, devido sobretudo a Espanha. Por sua vez, a produção nuclear caiu 2,4 TWh, reflectindo diversas paragens, particularmente no 2T18. Como consequência, a produção a carvão diminuiu 18% (-10 TWh) e a produção das CCGT desceu 23% (-11 TWh). Em termos gerais, o crescimento da procura na P. Ibérica (+2 TWh) foi satisfeito pelo aumento da produção de renováveis e importações, resultando em factores de utilização inferiores para o carvão (-9p.p. versus o período homólogo, para 48%) e CCGT's (-4p.p. para 14%), respetivamente.

O preço médio à vista aumentou cerca de 10% em termos homólogos, para cerca de €57/MWh em 2018 (+8% no 4T18 versus o período homólogo), impulsionado pela subida dos preços das commodities nos mercados Europeus. O preço médio de CO₂ disparou 172% em 2018 em termos homólogos, para €15,9/ton em 2018. O preço médio final de electricidade em Espanha subiu 7% em relação ao período homólogo, para €63/MWh em 2018. 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 foi ligeiramente inferior, reflectindo o impacto combinado de: (i) um aumento de 5% na procura de gás convencional (80% do total de consumo de gás na P. Ibérica), explicado essencialmente por temperaturas mais frias no início do ano; e (ii) uma diminuição de 20% no consumo de gás para produção de electricidade, devido a uma redução da procura residual térmica.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	2018	2017	Δ%
Hídrica	24,4	24,4	0%
Nuclear	7,0	7,0	-
Carvão	11,3	11,3	0%
CCGT	28,4	28,8	-1%
Regime Convencional	71,0	71,4	-1%
Eólica	28,1	28,1	0%
PRE's (outras)	19,0	18,8	1%
Regime Especial	47,0	47,0	0%
Total	118,1	118,4	0%



Factores Chave (1)	2018	2017	Δ%
Coef. hidráulica (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,05	0,47	123%
Espanha	1,30	0,50	160%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,00	0,97	3%
Preço de elect. à vista, €/MWh			
Portugal	57	52	9%
Espanha	57	52	10%
Preço final elect. à vista, €/MWh (2)			
Espanha	63	59	7%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton	15,9	5,8	172%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/ton	92	84	9%
Mibgas, €/MWh	24	21	16%
Gás NBP, €/MWh	23	17	32%
Brent, USD/Barril	71	54	31%
EUR/USD	1,18	1,13	5%

Produção e Comercialização no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.434	1.236	16%	+199
OPEX (1)	450	471	-5%	-21
Outros custos operacionais (liq.)	222	210	6%	+12
Custos Operacionais Líquidos	672	681	-1%	-9
EBITDA	762	555	37%	+208
Amortizações, imparidades e provisões	696	583	19%	+113
EBIT	67	(28)	-	+95

A 3 de Maio, a EDP tomou conhecimento, por carta da DGEG de Abr-18, da homologação do valor do ajustamento final dos CMEC de €154M, conforme proposto pela ERSE. Embora a EDP considere que o acto administrativo contido no Despacho de homologação do Secretário de Estado da Energia carece de fundamento técnico, económico e legal, e tenha instaurado uma Acção Administrativa nesse sentido, registou uma provisão correspondente à diferença dos valores já reconhecidos em receitas, traduzindo-se num impacto de -€30M no EBITDA, do qual -€18M é referente ao 2S17 (não recorrente).

Excluindo impactos extraordinários, o **EBITDA recorrente da Produção e Comercialização subiu 40% em termos homólogos, para €796M em 2018**, suportado pela maior produção hídrica e respectivo contributo para o mix de geração (peso de 39% do mix de geração de 2018 face a um peso de 22% em 2017), em virtude do ambiente de preços elevados, que mais do que compensaram o impacto adverso dos resultados de gestão de energia, que foram prejudicados devido às coberturas fechadas em 2017. Os impactos não recorrentes incluem o ajustamento do CMEC (€18M em 2018) e custos de reestruturação (€15M em 2018 vs. €13M em 2017).

Excluindo o impacto não recorrente do CMEC, a **margem bruta cresceu 18% em termos homólogos, para €1.453M em 2018**, fruto de uma margem média unitária mais elevada (€18/MWh em 2018 vs. €14/MWh em 2017):

Volumes: O volume vendido permaneceu relativamente estável em termos homólogos, correspondendo a 70 TWh em 2018, reflectindo uma queda de 8% de volume de electricidade vendidos, maioritariamente a clientes industriais; 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 2% vs. 2017.

Margens ^{(2)/(3)}: A margem média antes de coberturas subiu de €12/MWh em 2017, para €19/MWh em 2018, por força de um mix de produção mais barato. O **custo médio da electricidade vendida** caiu 5% em termos homólogos, para €44/MWh em 2018, suportado por uma maior contribuição de produção hídrica no mix de produção. O **preço médio da electricidade vendida** aumentou 6% em termos homólogos em 2018, praticamente em linha com o aumento do preço de mercado final de electricidade.

Os **custos operacionais líquidos** ascenderam a €672M em 2018 (-1% vs. 2017). Custos relacionados com impostos e taxas diminuiriam €32M vs. 2017 (-€36M em Espanha e +€4M em Portugal), devido ao aumento no 2S17 do *clawback* em Portugal; e após Out-18 da suspensão dos impostos sobre a geração e taxa sobre o gás em Espanha e do *clawback* em Portugal

Margem Bruta Electricidade (€ M)	2018	2017	Δ%	Δ Abs.
Fontes & Destinos Electricidade	1.247	956	30%	+290
Volume Total (TWh) - Detalhe abaixo	70	71	-0%	-0,3
Margem Unitária (€/MWh)	17,7	13,5	31%	+4,2
Antes de Coberturas (€/MWh) - Detalhe abaixo	18,9	12,8	47%	+6,1
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (2)	(1,1)	0,7	-	-1,9
Outros	187	279	-33%	-91,9
Produção e Comercial. electricidade (Detalhe Pág 12)	178	275	-35%	-96,5
Trading de Gás, Outros e Ajustamentos	9	5	98%	+4,7
Total	1.434	1.236	16%	+199

Fontes & Destinos Electricidade	2018	2017	Δ%	2018	2017	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (3)		
Produção própria (4)	33.849	33.293	2%	29	33	-14%
Compras	36.492	37.345	-2%	59	59	1%
Fontes de Electricidade	70.341	70.638	-0%	44	47	-5%
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (5)		
Perdas na Rede	4.355	2.269	92%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais	32.137	35.076	-8%	69	62	13%
Mercado Grossista	33.849	33.293	2%	65	61	7%
Destinos de Electricidade	70.341	70.638	-0%	63	59	6%

No dia 26-Set-18, a DGEG notificou a EDP sobre o Despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia de 29-Ago-18 relativo ao impacto financeiro dos “aspectos inovatórios” dos Acordos de Cessação dos CAE, que quantificou em €285M a alegada sobrecompensação da EDP quanto ao cálculo do coeficiente de disponibilidade verificado nas centrais que operavam em regime de CMEC. Adicionalmente, o mesmo despacho afirma estar ainda em estudo a possibilidade de serem exigidos à EDP até €72,9 milhões, relativos a uma alegada sobrecompensação das centrais a operar em regime de CMEC pela sua participação no mercado de serviços de sistema. Considerando que o Despacho em causa carece de fundamento técnico, económico e legal, a EDP apresentou em Out-18 uma reclamação graciosa ao SEE, sem que qualquer esclarecimento tenha sido prestado desde então. Neste sentido, a EDP recorreu a meios legais em Fev-19, no sentido de defender os seus direitos e interesses. Apesar do Grupo EDP considerar que não existiram quaisquer aspectos inovatórios ponderados nos ajustamentos anuais ou no ajustamento final dos CMEC, foi criada uma provisão de €285M no 3T18. Como consequência, as **amortizações, imparidades e provisões** aumentaram 19% face a 2017, para €696M em 2018, parcialmente mitigado pelo maior reconhecimento de imparidades em 2017 (€196M, nomeadamente em Sines e Soto 3) vs. 2018 (€24M em Sines e Soto 3).

Em 2018, o volume de gás utilizado caiu 4% em termos homólogos, em resultado da descida de 18% do volume consumido pelas nossas centrais CCGT (-2,5 TWh) e de 7% dos volumes vendidos a clientes finais (-0,9 TWh). As vendas no mercado grossista aumentaram 17% face a 2017 (+1,7 TWh).

A EDP está a adaptar a sua estratégia de cobertura às actuais condições de mercado. Neste sentido, para 2019, a EDP tem já vendas contratadas de electricidade a clientes finais que totalizam ~28 TWh, a um preço médio de cerca de €58/MWh (excluindo os volumes de clientes indexados), e uma posição fechada para cerca de 90% da produção térmica esperada.

Destinos de Gás (TWh)	2018	2017	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	11,7	14,2	-18%	-2,5
Vendido no mercado grossista	12,0	10,3	17%	+1,7
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	10,6	12,1	-13%	-1,5
Total	34,3	36,6	-6%	-2,3

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

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

Produção de Electricidade no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	2018	2017	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	1.153	931	24%	+222
OPEX (1)	241	252	-4%	-11
Outros custos operacionais (liq.)	154	166	-7%	-12
Custos Operacionais Líquidos	396	419	-5%	-23
EBITDA	757	512	48%	+245
Amortizações, imparidades; Provisões	656	576	14%	+81
EBIT	101	(63)	-	+164

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 **portifólio de geração na Península Ibérica** (excluindo geração eólica e solar) integra um total de 13,5 GW, dos quais 53% corresponde a centrais hídricas, 28% a CCGTs, 18% a centrais a carvão (86% com DeNOx), 1% a centrais de cogeração e resíduos; e 1% em nuclear. A **produção** em 2018 das centrais de geração subiu 2% em termos homólogos (+0,8 TWh), para 34,6 TWh, refletindo uma forte recuperação dos recursos hídricos para níveis normalizados em 2018, o que permitiu um aumento da produção hídrica de 6,1 TWh em 2018 face a 2017. Este crescimento da produção hídrica foi, contudo, parcialmente mitigado pela diminuição da produção a carvão (-2,8 TWh) e de CCGTs (-2,7 TWh).

O **custo médio de produção** caiu 14% em termos homólogos, para €29/MWh em 2018, reflectindo sobretudo um aumento da contribuição da tecnologia hídrica (39% da produção total de 2018 vs. 22% em 2017). O **custo de produção médio nas nossas centrais de carvão** aumentou 22% face a 2017, devido a um preço mais alto de carvão e de CO₂. O **custo de produção médio em CCGTs** aumentou 11% em termos homólogos, reflectindo um maior preço de gás.

Dados-chave	2018	2017	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	34.555	33.778	2%	+777
Hidroeléctrica	13.305	7.182	85%	+6.123
CCGT	5.333	8.029	-34%	-2.696
Carvão	14.016	16.847	-17%	-2.831
Nuclear	1.196	1.236	-3%	-40
Mini-hídricas, Cog. e Resíduos	706	485	46%	221
Volume de Bombagem (GWh)	2.438	2.228	9%	211
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	29	33	-14%	-4,7
Hidroeléctrica	7	19	-61%	-11,7
CCGT	59	53	11%	+6,0
Carvão	39	32	22%	+7,0
Nuclear	5	5	4%	+0,2
Factores de Utilização (%)				
Hidroeléctrica	21%	12%	-	10p.p.
CCGT	16%	25%	-	-8p.p.
Carvão	67%	80%	-	-13p.p.
Nuclear	88%	91%	-	0p.p.
Empregados (#)	1.482	1.601	-7%	-119
Investimento Operacional (€M)	142	172	-18%	-30
Expansão	35	71	-51%	-36
Manutenção	107	101	6%	+6

A **margem bruta da Produção na P. Ibérica** subiu 24% em termos homólogos para €1.153M em 2018, beneficiando de um custo médio de produção mais baixo e de um aumento da margem bruta das mini-hídricas, cogeração e resíduos (+39% face a 2017), sustentado pela recuperação dos recursos hídricos, que mais do que compensou: (i) impacto não recorrente referente aos CMEC (€18M em 2018); (ii) um decréscimo de 23% em termos homólogos nos pagamentos de capacidade no seguimento da interrupção em Espanha, em Jul-18; e (iii) resultados da gestão de energia, devido às coberturas fechadas em 2017. De salientar que, o desvio anual da margem bruta em CAE/CMEC face à referência CMEC totalizou €108M em 2017, tendo terminado em Jun-17 (€5M contabilizados em 2018 reflectem ajustamentos de anos anteriores).

Os **custos operacionais líq.** diminuíram 5% em termos homólogos, para €396M em 2018, devido ao controlo rigoroso dos custos. Os **custos regulatórios** diminuíram 8% vs. 2017, para €218M em 2018, em resultado de: (i) ao nível da margem bruta, um aumento de €13M nos custos com a tarifa social, ISP e taxa de adicionamento CO₂ em Portugal; (ii) ao nível de "Outros custos operacionais", uma diminuição de €32M em termos homólogos dos impostos sobre a geração em Espanha, parcialmente mitigado pelo aumento do *clawback* em Portugal.

É de salientar que, em Espanha, o RDL 15/2018 de 5-Out-18 aprovou a suspensão do imposto de geração de 7% por um período de 6 meses, com efeito a partir de 1-Out-18, tendo ainda abolido o imposto do cêntimo verde sobre o gás natural usado para geração de electricidade. O RDL 15/2018 foi aprovado pelo Parlamento em 18-Out-18. Em conformidade, de forma a assegurar a harmonização dos mecanismos regulatórios no mercado Ibérico, o Governo Português suspendeu o mecanismo de *clawback* com efeitos a partir de Out-18.

Em relação aos pagamentos de capacidade em Espanha, os pagamentos por disponibilidade foram abolidos em Dez-18. Em Portugal, 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 pagamentos de capacidade 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.

Outros detalhes adicionais (€ M)	2018	2017	Δ%	Δ Abs.
Ao nível da margem bruta:				
Garantia de potência & Outros	41	54	-23%	-13
Mini-hídricas, cog. & resíduos	54	39	39%	+15
Revisibilidade CMEC	5	108	-95%	-103
Ao nível da EBITDA:				
Custos regulatórios (3)	218	237	-8%	-19

O **investimento operacional** desceu 18% vs. 2017 para €142M em 2018. Saliente-se que o investimento operacional de expansão em 2018 de €35M, é respeitante a trabalhos finais nas áreas circundantes da central de Foz-Tua (vs. €71M em 2017, alocados a Venda Nova III e 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



	2018	2017	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	273	304	-10%	-30
OPEX (1)	214	227	-5%	-12
Outros custos operacionais (liq.)	64	39	63%	+25
Custos Operacionais Líquidos	278	266	5%	+12
EBITDA	(5)	38	-	-43
Amortizações, imparidades; Provisões	39	7	433%	+32
EBIT	(44)	30	-	-74

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. Esta secção refere-se unicamente à comercialização de energia, excluindo o 'trading' de gás e produção.

A Dez-18, o **portifólio da EDP na P. Ibérica** manteve-se relativamente estável em termos homólogos, com 5,3M de clientes, sobretudo no segmento residencial e PME (cerca de 43% do total do consumo). Em Portugal, segundo os dados mais recentes da ERSE, 94% do consumo total de electricidade já estava a ser fornecido no mercado livre em Dez-18. Note-se que, na sequência da 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	2018	2017	Δ%	Δ Abs.
Carteira de Clientes (mil)				
Electricidade	5.273	5.287	0%	-14
Portugal	4.119	4.153	-1%	-35
Espanha	1.154	1.133	2%	+20
Gas	1.555	1.541	1%	+14
Portugal	659	658	0%	+2
Espanha	895	883	1%	+12
Taxa de penetração Dual Fuel (%)	30%	30%	1%	+0
Outros Serviços				
Rácio de Serviços por contracto (%)	18%	17%	6%	1p.p.
Volume de electricidade vendido (GWh)	30.669	32.249	-5%	-1.580
Residencial	13.216	12.869	3%	+347
Industrial	17.452	19.380	-10%	-1.928
Volume de gás vendido (GWh)	11.256	12.119	-7%	-862
Residencial	6.070	6.031	1%	+39
Industrial	5.186	6.088	-15%	-901
Facturação electrónica (%)	34%	30%	13%	4p.p.
Reclamações por 1000 contratos (#)	31	26	19%	+5
Empregados (#)	694	538	29%	+156
OPEX por cliente (2) (€)	31	33	-5%	-2
EBITDA por cliente (2) (€)	-1	6	-	-6
Investimento Operacional (€ M)	26	24	10%	+2

A EDP tem como objectivo expandir o seu portifólio 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. A percentagem actual de clientes com oferta dual corresponde a 30%, compreendendo diferentes estágios de evolução na P. Ibérica: em Portugal, a penetração da oferta dual correspondia a 16% em Dez-18; e em Espanha, a percentagem de clientes com oferta dual ascendia a 79% em Dez-18. Adicionalmente, na P. Ibérica, a taxa de penetração de contratos de serviços aumentou de 17% em Dez-17 para 18% em Dez-18.

O **volume de electricidade** vendido na P. Ibérica caiu 5% em termos homólogos, para 31 TWh em 2018, reflectindo o impacto combinado de: (i) aumento de 3% face a 2017 no segmento residencial; e (ii) queda de 10% face a 2017 no segmento empresarial, reflexo de critérios comerciais mais selectivos.

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização na P. Ibérica** caiu 10% face a 2017 para €273M em 2018, penalizada por custos mais elevados da electricidade vendida no mercado ibérico, alterações regulatórias adversas em Portugal e ajustamentos relativos a anos anteriores.

Os **custos operacionais líquidos** subiram 5% face a 2017, para €278M em 2018, impactado pela adopção da IFRS 9 relativamente à estimativa de perdas por imparidade de clientes (€14M). As **amortizações** aumentaram devido à contabilização dos custos com a angariação de clientes como D&A, na sequência da adopção da IFRS 15.

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 34% do total, em Dez-18, um aumento de 4pp face a Dez-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)			
	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.512	1.602	-6%	-90
OPEX (1)	460	428	8%	+33
Outros custos operac. (líq.)	(249)	(192)	29%	-56
Custos Operacionais Líq.	212	235	-10%	-24
EBITDA	1.300	1.366	-5%	-66
Amortizações, impar.; Provisões	546	563	-3%	-17
EBIT	754	803	-6%	-49
Resultados financeiros	(220)	(302)	-27%	+82
Resultados em associadas	2	3	-39%	-1
Resultados Antes de Impostos	536	504	6%	+31
Investim. Operac. (€ M) (2)	1.275	1.051	21%	+224
Europa (3)	354	151	134%	+203
América do Norte	757	708	7%	+49
Brasil	164	192	-15%	-28
Outros & Ajustam.	-	-	-	-

Dados Gerais	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Capacid. Instalada (MW)	11.301	10.676	6%	+625
Europa	5.272	5.061	4%	+211
América do Norte	5.562	5.284	5%	+278
Brasil	467	331	41%	+137
Electric. Produzida (GWh)	28.359	27.621	3%	+738
Factor méd. utilização (%)	30%	31%	-	-1
Preço méd. venda (€/MWh)	53,7	59,2	-9%	-5
Core Opex/MW Méd (€mil) (4)	42,8	42,1	2%	+1
Empregados (#)	1.388	1.220	14%	+168
EBITDA (€ M)	1.300	1.366	-5%	-66
Europa (3)	653	729	-10%	-76
América do Norte	634	599	6%	+36
Brasil	33	56	-42%	-24
Outros & Ajustam.	(20)	(17)	16%	-3
EBIT (€ M)	754	803	-6%	-49
Europa (3)	399	437	-9%	-38
América do Norte	361	340	6%	+21
Brasil	19	46	-59%	-27
Outros & Ajustam.	(26)	(20)	31%	-6

Dados da Acção	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	7,78	6,97	12%	0,8
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	82,6%	82,6%	-	-

Dados Dem. Posição Financeira (€M)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Investim. Financeiros, Act. detidos para venda	357	312	14%	+45
Dívida Líquida	3.060	2.806	9%	+254
Empréstimos bancários e outros (Liq.)	291	537	-46%	-246
Dívida c/ empresas EDP (Liq.)	2.769	2.269	22%	+500
Interesses não controláveis	1.613	1.560	3%	+53
Passivo líq. Parc. invest. Instituc. (5)	1.269	1.249	2%	+20
Valor Contabilístico	6.509	6.335	3%	+174
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,15	1,20	5%	-0,05

Resultados Financeiros (€ M)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(139)	(139)	0%	+0
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(81)	(89)	9%	+8
Custos capitalizados	24	16	46%	+7
Diferenças Cambiais e Derivados	(2)	(3)	40%	+1
Outros	(22)	(87)	75%	+65
Resultados Financeiros	(220)	(302)	27%	+82

A EDP, através da EDP Renováveis (EDPR, 82,6% detida pela EDP), detém, opera e desenvolve a **capacidade eólica e solar** do grupo. A Dez-18, a EDP controla 11.301 MW (dos quais 145 MW solar PV) e detém posições minoritárias em mais 371 MW. Durante o ano de 2018, construímos 826 MW (essencialmente nos EUA, Brasil, Itália), integralmente contratados no LP, executando ainda a primeira transacção *sell down* (venda de posição de 80% em 499 MW, 200 MW comissionados em 2018). Consequentemente, adicionámos 40 MW à nossa carteira de posições minoritárias, retendo a operação e manutenção de toda a capacidade envolvida.

O EBITDA eólico & solar diminuiu 5% face a 2017 (-€66M), para €1.300M em 2018, afectado por: i) efeito cambial adverso (-€35M, explicado pela depreciação do USD e BRL); ii) fraca eolicidade (6% abaixo da média histórica em 2018; 12% abaixo no 4T18), que se traduziu no factor médio de utilização de 30% (-1 p.p. em termos homólogos); iii) -7% no preço médio de venda ex-forex, menores proveitos obtidos com certificados verdes (polónia e Roménia) e do efeito mix de nova capacidade instalada (em especial nos EUA e Brasil); e iv) menor rendimento proveniente do fim de período de 10 anos de alguns créditos fiscais de produção ("PTCs"; -€51M vs. 2017). Estes impactos mais do que compensaram o efeito de expansão de portfólio (+6% em termos médios) e do primeiro *sell down*, correspondente à monetização à cabeça do valor criado na "construção para venda e operação" de capacidade.

Os **custos operacionais** (Opex) cresceram 8%, para €460M, reflexo da expansão de portfólio, do acréscimo de colaboradores e de custos com offshore a facturar a SPVs. O core opex/MW médio em operação foi de €43K, +2% em termos homólogos. Os **Outros custos operacionais (líquidos)**, correspondente a um proveito de €249M (+56M vs. 2017) inclui: i) em 2017, +€29M obtido na venda (com perda de controlo) de 23% de participação no projecto offshore Moray East; e ii) em 2018, +€109M resultante da já referida venda de participação maioritária em parques eólicos onshore, a par de menores impostos sobre a geração em Espanha.

O EBIT diminuiu 6% para €754M em 2018, traduzindo a performance do EBITDA e redução de amortizações e provisões por força de impacto cambial e de imparidades (€50M em 2017, €7M em 2018).

A actividade de expansão em 2018 traduziu-se num investimento de €0,5MM, reflectindo essencialmente: i) €1,1MM de investimento líquido dedicado a nova capacidade construída (+826 MW) e em construção a Dez-18 (344 MW); e ii) encaixe de novas estruturas financeiras com investidores institucionais (€0,4MM) entre outros. Em Dez-18, executámos a primeira transacção *sell down* de parques eólicos onshore, correspondente à alienação de uma posição de 80% num conjunto de parques nos EUA/Canadá. A par da venda de posições minoritárias em projectos eólicos offshore, esta transacção resultou num encaixe total de €0,4MM).

A dívida líquida da EDPR ascendeu a €3,1MM a Dez-18 (vs. €2,8MM em Dez-17), suportada pelo fluxo de caixa orgânico gerado (€0,6MM), investimento líquido, pagamento de dividendos e impacto cambial.

Os **passivos relativos a parcerias institucionais** (líquidos) ascenderam a €1.269M (+2% em termos homólogos), reflectindo os benefícios fiscais retidos por investidores institucionais (€140M), o estabelecimento de novas parcerias de financiamento (€399M) e o efeito cambial.

Os **custos financeiros líquidos** ascenderam a -€220M em 2018 (+27% vs. 2017), reflexo de despesas com **juros** estáveis, menores custos com parcerias institucionais (-9% em termos homólogos) e o ganho registado na venda de posições minoritárias nos projectos offshore de Reino Unido e França (€87M em 2018).

(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	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD - Taxa média do período	1,18	1,13	-4%	0,05
Capacidade instalada (MW)	5.562	5.284	5%	+278
CAE/Coberturas/Tarifa Mercado	4.768	4.600	4%	+168
	793	684	16%	+109
Factor médio de utilização (%)	34%	35%	-	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	15.644	15.091	4%	+553
EUA	14.873	14.410	3%	+463
Canadá	71	75	-5%	-3
México	700	606	15%	+93
Preço médio de venda (USD/MWh)	45,3	46,4	-2%	-1,1
EUA	44,1	45,5	-3%	-1,5
Canadá	112,8	112,1	1%	+1
México	64,4	59,5	8%	+5
Margem Bruta Ajustada (USD M)	901	930	-3%	-29
Margem Bruta (USD M)	682	676	1%	+7
Receitas PTC & Outras (USD M)	219	255	-14%	-36
EBITDA (USD M)	749	676	11%	+73
EBIT (USD M)	427	384	11%	+43
Capacidade instalada (MW Equity)	219	179	22%	+40
Inv. Operacional (1) (USD M)	894	799	12%	+94
Capacidade em construção (MW)	199	480	-58%	-281
Brazil	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Euro/Real - Taxa média do período	4,31	3,60	-16%	+0,70
Capacidade instalada (MW)	467	331	41%	+137
Factor médio de utilização (%)	40%	43%	-7%	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.235	861	43%	+374
Preço médio de venda (R\$/MWh)	195	289	-32%	-93
Margem Bruta (R\$ M)	215	226	-5%	-11
EBITDA (R\$ M)	140	203	-31%	-63
EBIT (R\$ M)	82	166	-51%	-84
Investimento operacional (R\$ M)	706	693	2%	+13
Capacidade em construção (MW)	-	137	-	-137

Na América do Norte (AdN), a capacidade instalada ascendeu a 5.562MW a Dez-18 (90MW solar PV e o resto proveniente de fontes eólicas: 5.242MW nos EUA, 200MW México e 30MW no Canadá), 86% da qual contratada a longo prazo (CAEs/Hedge). Adicionalmente, a EDPR detém participações minoritárias em outros projectos eólicos, no total de 219 MW (+40 MW, em termos homólogos).

Durante 2018, a EDP **construiu 478 MW, integralmente nos EUA e com contractos de longo prazo**. A nova capacidade instalada consistiu maioritariamente em projectos eólicos, a nova capacidade solar representou 60 MW. Como parte da **estratégia de asset rotation da EDP, o primeiro asset rotation de participação maioritária** foi anunciado em Dez-18, abrangendo: i) Em termos de capacidade operacional, a venda de 80% da participação no projecto Meadow Lake VI (actualmente em operação e com uma capacidade equivalente de 160 MW), e retendo 20% da participação (40MW); ii) em termos de capacidade futura, a venda de uma participação maioritária de 299MW a serem instalados em 2019, dos quais 199MW já estavam em construção em Dez-18. A estratégia de asset rotation, permite a reciclagem de capital, permite a captura de valor antecipadamente, reflectido na contribuição de USD 129M em 2018.

A **produção de electricidade** em 2018 aumentou 4%, através do efeito de aumento de capacidade instalada em 5%, que foi contrariado por um índice de eolicidade 7% abaixo da média histórica em 2018, principalmente no 4T18 (12% do P50). **O preço médio de venda** caiu 2%, para USD 45/MWh, reflectindo a redução dos preços nos EUA.

As receitas provenientes de parcerias institucionais caíram 14% em termos homólogos em 2018, reflectindo o fim dos contratos fiscais "PTCs" em alguns parques eólicos. Em 2018, a EDPR criou novas parcerias institucionais equity financing structures, em troca de participações em nos parques eólicos de Arkwright (78MW), Turtle Creek (199MW) e Meadow Lake VI (200MW), o que se reflectiu num montante de USD464M.

Resumindo, o EBITDA da América do Norte aumentou 11% em termos homólogos, para USD749M em 2018, reflectindo o primeiro ganho numa transação de asset rotation de participação maioritária, o aumento da capacidade instalada e a escassez de recurso eólico em 2018.

Em Dez-18, a **capacidade eólica em construção** na América do Norte está integralmente concentrada nos EUA, Kansas: 199 MW Prairie Queen. Adicionalmente, a EDPR estabeleceu contratos de longo prazo (CAEs) nos EUA para cerca de 1,2GW a serem construído em 2019-2020.

No Brasil, a capacidade instalada totalizou 467MW a Dez-18, operando ao abrigo de CAEs (20 anos após comissionamento), após a entrada em operação do projecto eólico Babilônia, no 4T18.

A margem bruta em 2018 diminuiu 5%, reflectindo um decréscimo de 7% do load factor em termos homólogos, para 40%. A redução do preço dos CAEs da capacidade comissionada em 2018 impactou a evolução do preço médio de venda (-32% em termos homólogos, R\$195/MWh) e a produção (+43%, em termos homólogos) proveniente da nova capacidade instalada. **O preço médio de venda** decresceu face a 2017 suportado por uma diminuição dos volumes de unwinding dos CAEs. **Concluindo, o EBITDA ascendeu a R\$140M em 2018.**

Em 2018, a EDPR assinou: i) um CAE de 20 anos para a venda de energia produzida em dois parques eólicos em Rio Grande do Norte (Jerusalem, 176MW; Monte Verde, 253MW), com entrada em operação esperada em 2024; e ii) CAE de 15 anos para a venda de energia produzida num parque solar fotovoltaico (Pereira Barreto, 199MW), com entrada em operação esperada em 2022.

- 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 2018); (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"

Espanha	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.312	2.244	3%	+68
Factor médio de utilização (%)	26%	27%	-	-0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	5.164	5.095	1%	+68
Prod. c/capac. complement (GWh)	4.669	4.692	0%	-23
Produção Standard (GWh)	4.205	4.140	2%	+65
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	464	552	-16%	-88
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	495	404	23%	+91
Preço médio de venda (€/MWh)	72,4	77,0	-6%	-5
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	53	50	6%	+3
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	-44,8	-17,5	-156%	-27
Complemento (€M)	181	180,6	0%	+0
Ganhos/(perdas) de cobertura (€M)	-35,5	-24,6	-44%	-11
Margem Bruta (€ M) (1)	407	416	-2%	-9
EBITDA (€ M) (1)	266	276	-3%	-9
EBIT (€ M) (1)	158	164	-3%	-6
Capacidade instalada (MW Equity)	152	152	0%	-
Investimento operacional (€ M)	76	48	59%	+28
Capacidade em construção (MW)	29	68	-58%	-39

Em Espanha, a EDPR opera 2.312MW (MW EBITDA), que reflecte +68MW de nova capacidade adicionada em Set-18. Adicionalmente, existem 152MW que equivalem a posições minoritárias da EDPR noutros projectos eólicos (consolidados pelo método de equivalência patrimonial).

Em 2018, a **produção total** manteve-se estável (+1% em termos homólogos), através do aumento da capacidade instalada que foi contrariado por um menor factor médio de utilização. O preço médio de venda decresceu 6% em 2018, espelhando i) -€35M perdas relacionadas com a actual estratégia de hedging (-€11M em termos homólogos), ii) uma aumento de 6% do preço médio realizado de mercado, para €53/MWh, o que se traduziu num menor ajustamento regulatório (-€45M, -€27M em termos homólogos). Concluindo, o EBITDA em Espanha caiu 3%, face a 2017, para €266M, em 2018.

A Dez-18, haviam 29 MW de projectos eólicos em construção em Espanha (La Peña).

A política de remuneração em Espanha foi revista em Fev-17, estabelecendo novos parâmetros de remuneração para os activos renováveis entre 2017-2019, que inclui: um aumento do coeficiente de eolicidade para 14,79% face ao anterior de 11,11%; 2014-2016 ajustamentos regulatórios; e actualização das estimativas de preços de mercado com novos patamares definidos para uma produção normal. 92% da capacidade instalada em Espanha tem direito a receber o complemento por capacidade instalada.

Portugal	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.309	1.253	4%	+55
Factor médio de utilização (%)	27%	27%	1%	0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	2.995	2.912	3%	+83
Preço médio de venda (€/MWh)	90,8	90,0	1%	+1
Margem Bruta (€ M)	272	261	4%	+11
EBITDA (€ M)	223	212	5%	+11
EBIT (€ M)	169	158	7%	+11
Capacidade instalada (MW Equity)	-	-	-	-
Investimento Operacional (€ M)	79	27	191%	+52
Capacidade em Construção (MW)	47	55	-15%	-9

Em Portugal, a Dez-18 a EDPR operava 1,309MW, após a entrada em operação de 55MW durante o ano. A capacidade solar representa 5 MW, enquanto que o resto do portfolio é constituído por capacidade eólica.

Em 2018, a **produção total** aumentou 3%, reflectindo o aumento da capacidade instalada e um estável factor médio de utilização, face a 2017, em 27%. **O preço médio de venda** foi €91/MWh, +1% em termos homólogos, justificado pela indexação da inflação às tarifas feed-in. **Em 2018, o EBITDA em Portugal aumentou 5%, face a 2017, para €223M.**

A Dez-18, a EDPR tinha 47 MW de capacidade eólica em construção em Portugal (Tarifa Feed-in).



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



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

(1) Inclui os ganhos/perdas de cobertura.

EDP Renováveis: Resto da Europa



Resto da Europa	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.652	1.564	6%	+88
Factor médio de utilização (%)	23%	27%	-14%	-4
Electricidade produzida (GWh)	3.321	3.662	-9%	-341
Preço médio de venda (€/MWh)	73,8	79,4	-7%	-6
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	418	418	0%	-
Factor médio de utilização (%)	25%	30%	-16%	-5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	919	1.093	-16%	-174
Preço médio de venda (PLN/MWh)	254	265	-4%	-11
EUR/PLN - Avg. Rate in period	4,26	4,26	0%	+0
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	521	521	0%	-
Factor médio de utilização (%)	23%	28%	-18%	-5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.059	1.295	-18%	-236
Preço médio de venda (RON/MWh)	255	337	-24%	-81
EUR/RON - Avg. Rate in period	4,65	4,57	-2%	+0
França				
Capacidade instalada (MW)	421	410	3%	+11
Factor médio de utilização (%)	23%	23%	0%	-1
Electricidade produzida (GWh)	829	808	3%	+21
Preço médio de venda (€/MWh)	90	90	0%	-0
Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	292	215	36%	+77
Factor médio de utilização (%)	25%	25%	-1%	-0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	514	466	10%	+48
Preço médio de venda (€/MWh)	109	117	-7%	-8
Margem Bruta (€ M)	246	289	-15%	-43
EBITDA (€ M)	169	238	-29%	-70
EBIT (€ M)	82	117	-30%	-34
Investimento Operacional (€ M)	193	78	147%	+115
Capacidade em Construção (MW)	69	88	-22%	-19

Nos mercados europeus fora da Península Ibérica, a EDPR totalizou uma capacidade instalada de 1.652MW a Dez-18, principalmente eólica (Solar PV representa 50 MW, na Roménia). A capacidade instalada em 2018 totalizou 88MW (+77MW em Itália e Bélgica; +11MW em França) e 69MW em construção: +50MW em Itália e +19MW em França.

Na Polónia, a EDPR opera 418MW de capacidade eólica. O preço médio de venda foi 4% menor face a 2017, a PLN254/MWh reflectindo a mudança no cálculo da taxa de substituição dos CVs desde Set-17 que prejudicou a evolução dos preços dos certificados verdes. O factor médio de utilização diminuiu 5p.p (25% em 2018), levando a uma redução da produção de 16%.

Na Roménia, a EDPR opera 521MW: 471MW de capacidade eólica, 50MW de solar PV. A actividade operacional foi largamente penalizada pelo declínio de 18% na produção em 2018, para os 1,059GWh, devido ao menor factor médio de utilização -6p.p. (para 23%) e da queda do preço médio de venda, em 24%, oriunda da menor atribuição de CVs/MWh a partir de 2017.

Em França, a nossa capacidade eólica instalada cresceu 11MW, para os 421MW a Dez-18, contribuindo para um igual aumento da produção. O preço médio ficou estável em €90/MWh.

Na Bélgica e Itália, os 292MW em operação (221 MW em Itália e 71 MW na Bélgica) representam um aumento de 36% face a 2017, devido à instalação de nova capacidade em Itália. A produção aumentou 10% em 2018 para 514GWh resultado da maior capacidade instalada e da estabilidade do recurso eólico registado, face a 2017. O preço médio de venda foi de €109/MWh (-7% em termos comparativos) que reflecte os menores preços de mercado em Itália mercado (em parques instalados antes de 2013) e diferentes combinações (produção vs preço).

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 inicio das operações comerciais está previsto para 2020.

O EBITDA da EDPR no resto da Europa diminuiu 29% vs. 2017 para os €169M em 2018, devido a: i) menores preços, particularmente na Polónia e Roménia (-4% e 26% em termos homólogos e respetivamente), e ii) menor factor médio de utilização (-4p.p.), 23% em 2018.

No âmbito dos projectos offshore, a EDPR continua a seguir a sua estratégia de crescimento com risco controlado, com dois projectos assegurados na Europa:

i) No Reino Unido, a EDPR detém uma participação de 33,3% no projecto Moray East (950MW), com um contracto CfD de £57,5/MWh (tarifa de 2012) por 15 anos, que começa em 2022. O parque eólico obteve FID no 4T18 e será equipado com 100 turbinas 9,5MW da Vestas, encontrando-se já em construção. O Moray East é esperado entrar em operação comercial no início de 2022.

ii) Em França, a EDPR detém uma participação de 29,5% no consórcio Eoliennes en mer des Iles d'Yeu et de Noirmoutier (em parceria com a Engie e a CDC), tendo em desenvolvimento dois projectos desde 2014 (round 2 tender), com tarifa feed-in definida por 20 anos pelo governo francês em Jun-18: Dieppe-Le Tréport (496MW) e as ilhas Yeu e Noirmoutier (496MW), as licenças ambientais e marítimas foram já concedidas.



•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 podem 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 regime RC 2016 recebem CfD por 15 anos cujo preço implícito é semelhante à tarifa em vigor, acrescida de prémio de gestão.



•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 (1)

DR Operacional (€ M)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.280	1.596	-20%	-316
OPEX (2)	413	467	-12%	-54
Outros custos operacionais (líquidos)	242	231	5%	+11
Custos Operacionais Líquidos	655	698	-6%	-43
EBITDA	625	898	-30%	-273
Amortizações, imparid.; Provisões	286	307	-7%	-22
EBIT	339	591	-43%	-251
Capex & Opex Performance	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (3)	383	398	-4%	-14
Custos control./cliente (€/pontos ligação) (3)	56	58	-4%	-2
Custos control./km de rede (€/km) (3)	1.552	1.612	-4%	-61
Empregados (#)	3.602	3.440	5%	+162
Investimento Operacional (€ M)	276	349	-21%	-73
Rede de Distribuição (Km) (3)	247	247	0,2%	+0

Distribuição de Electricidade em Espanha

DR Operacional (€ M)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	193	185	4%	+8
OPEX (2)	55	58	-4%	-2
Outros custos operacionais (líquidos)	(7)	(12)	40%	+5
Custos Operacionais Líquidos	48	46	6%	+3
EBITDA	145	140	3%	+5
Amortizações, imparid.; Provisões	31	49	-36%	-17
EBIT	113	91	25%	+22
Margem Bruta	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	193	185	4%	+8
Regulada	189	188	1%	+1
Não-regulada	3	(3)	-	+6
Pontos Ligação Electricidade (mil)	666	664	0%	+2
Electricidade Distribuída (GWh)	9.360	9.331	0%	+29
Outros Dados Operacionais	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional (€ M)	33	37	-11%	-4
Rede de Distribuição (Km)	20.709	20.613	0%	+96
Empregados (#)	307	307	-	-

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. Adicionalmente, em 2017, as Redes reguladas na P. Ibérica incluem também a actividade de distribuição de gás em Espanha e Portugal, até ao momento da conclusão da venda: Jul-17 e Out-17, respectivamente.

Excluindo a actividade de distribuição de gás na P. Ibérica, o EBITDA das redes reguladas desceu 23% (-€191M) em termos homólogos, para €636M em 2018, essencialmente suportado por: (i) em Portugal (77% 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 €164M; e (ii) em Espanha (23% do total), abordagem prudente quanto ao impacto de potenciais alterações regulatórias ainda antes do final do período regulatório em curso (final de 2019). Note-se que o enquadramento regulatório para a distribuição e CUR em Portugal foi definido em Dez-17, estando agora definido para o período de 2018 a 2020. É também de referir que o EBITDA de 2018 das redes reguladas inclui €11M de custos extraordinários de reestruturação.

Os custos controláveis na distribuição de electricidade caíram 4% face a 2017, para €383m, suportado por um rigoroso controlo de custos relacionado com o aumento do número de *Smart Meters* instalados.

O capex nas redes reguladas na P. Ibérica ascendeu a €276M em 2018, 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, para o qual é esperado mais visibilidade em 2019. Adicionalmente, a CNMC propôs uma alteração do actual esquema regulatório baseado nas OT's para uma remuneração baseada no custo de capital das empresas (WACC), com uma taxa de retorno de 5,58% sobre o RAB para o próximo período regulatório. Através do decreto de lei 1/2019 (Jan-19) a CNMC é agora responsável por estabelecer o enquadramento regulatório para o próximo período regulatório, que começa em 2020, em vez do Ministério ou Governo, por isso, durante 2019, são esperados mais detalhes sobre o próximo período.

Em linha com estes desenvolvimentos, o EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha ascendeu a €145M em 2018 (+3% em termos homólogos), largamente explicado por uma abordagem prudente à possível alteração regulatória, ainda antes do fim do período regulatório em curso ('lesividad'), pela estabilidade dos proveitos regulados e um apertado controlo de custos.

(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)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.084	1.245	-13%	-160
OPEX (1)	355	368	-4%	-13
Rendas de concessão	258	255	1%	+3
Outros custos operacionais (líquidos)	(9)	(9)	-2%	-0
Custos Operacionais Líquidos	604	614	-2%	-10
EBITDA	480	630	-24%	-150
Amortizações, imparidades; Provisões	254	246	3%	+8
EBIT	226	384	-41%	-158

Margem Bruta	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	1.084	1.245	-13%	-160
Regulada	1.076	1.240	-13%	-164
Não-regulada	9	5	79%	+4
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	1.039	1.203	-14%	-164
Electricidade distribuída (GWh)	46.059	44.753	2,9%	+1.306
Pontos de ligação à rede (mil)	6.226	6.187	0,6%	+39
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	36	36	0%	+0
Clientes fornecidos (mil)	1.125	1.223	-8%	-97
Electricidade vendida (GWh)	3.016	3.243	-7%	-227

Investimento & Custos Operac.	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	330	344	-4%	-14
Custos control./cliente (€/cliente)	53,0	55,6	-5%	-3
Custos control./km de rede (€/km)	1.457	1.521	-4%	-64
Empregados (#)	3.285	3.129	5%	+156
Investimento Operacional (€ M)	243	288	-16%	-45
Rede de distribuição (Km)	226	226	0%	+0
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	61	53	15%	+8

O **EBITDA** das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal ascendeu a €480M em 2018 (-24% ou -€150M, em termos homólogos), penalizado pelo novos termos regulatórios em vigor desde 1-Jan-18 (-€164M, de acordo com o enquadramento regulatório aplicável até ao final de 2020). Este impacto regulatório foi apenas parcialmente mitigado por um apertado controlo de custos: custos controláveis -4%, em termos homólogos.

Em 2018, os proveitos regulados ascenderam a €1.076M, traduzindo uma queda de 13% em termos homólogos (-€164M).

Os proveitos regulados na actividade de distribuição de electricidade, no valor de €1.039M em 2018, caíram €164M em termos homólogos, fruto de termos regulatórios mais desafiantes e de uma taxa de retorno sobre os activos mais baixa na AT/MT: 5,42% em 2018 vs. 6,68% em 2017 e 5,75% inicialmente assumido pela ERSE. O **volume de electricidade distribuída subiu 2,9% face a 2017** (+1,3% ajustado de efeito temperatura e dias úteis), impulsionado principalmente pelo segmento residencial.

Na actividade do CUR (EDP SU), os proveitos regulados ascenderam a €36M em 2018. O **número de clientes** fornecidos diminuiu em 97 mil no período, para 1.125 mil em Dec-18 (cerca de 18% do total), 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. 2017, para 3TWh em 2018.

Os **custos controláveis** recuaram 4% em 2018 (face a 2017), suportados por uma redução do número médio de colaboradores ao longo de 2018 e ligeiros benefícios pelo começo da instalação de Smart Meters.

O **investimento operacional** ascendeu a €243M em 2018, incluindo €31m em Smart Meters. O **tempo de interrupção equivalente** foi de 61 minutos em 2018 (vs. 53 minutos em 2017).

A 18-Dez-18, a ERSE apresentou as tarifas de electricidade para 2019. No segmento de baixa tensão (BT) é expectável uma redução das tarifas em 3,5%, aplicada aos clientes do mercado regulado (fora da tarifa social). Os **proveitos permitidos para 2019**, foram assumidos em €1.060M na distribuição de electricidade e €31M no CUR. Os proveitos permitidos da actividade de distribuição de electricidade assumem uma taxa de remuneração dos activos regulatórios de 5,42% (traduzindo uma média subjacente das OT's a 10 anos de 1,86%) e uma procura esperada de electricidade em Portugal de 46,4TWh em 2019 (0,8% acima da electricidade distribuída em Portugal, em 2018).

(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)			
	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	3.779	3.494	8%	+285
OPEX (1)	1.115	1.085	3%	+29
Outros custos operacionais (líquidos)	(151)	192	-	-343
Custos Operacionais Líquidos	964	1.277	-25%	-313
EBITDA	2.815	2.217	27%	+599
Amortizações, imparidades; Provisões	668	621	8%	+47
EBIT	2.147	1.595	35%	+551
Resultados financeiros	(366)	(548)	33%	+181
Resultados em associadas	3	(16)	-	+19
Resultados Antes de Impostos	1.783	1.031	73%	+752

Investimento	(R\$ M)			
	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	1.132	764	48%	+369
Distribuição	655	560	17%	+94
Transmissão	316	38	731%	+278
Produção	124	151	-18%	-27
Comercialização e Outros	38	14	163%	+23
Investimento Financeiro & aquisições	-203	319	-	-522

	Consolidado (€ M)			
	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	877	969	-9%	-92
OPEX (1)	259	301	-14%	-42
Outros custos operacionais (líquidos)	(30)	53	-	-84
Custos Operacionais Líquidos	228	354	-36%	-126
EBITDA	649	615	6%	+34
Amortizações, imparidades; Provisões	155	172	-10%	-17
EBIT	494	443	12%	+51
Resultados financeiros	(85)	(152)	-44%	+67
Resultados em associadas	1	(5)	-	+5
Resultados Antes de Impostos	409	286	43%	+123

	(€ M)			
	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	263	214	23%	+49
Distribuição	152	158	-4%	-6
Transmissão	73	11	596%	+63
Produção	29	42	-31%	-13
Comercialização e Outros	9	4	120%	+5
Investimento Financeiro & aquisições	105	91	15%	+14

Energias do Brasil	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	14,75	14,00	5%	+0,75
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	4,44	3,97	-11%	+0,47
Euro/Real - Taxa média do período	4,31	3,60	-16%	+0,70
Tx de inflação (IPCA)	3,7%	3,5%	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,6	2,0	-	-0,4
Custo Médio da Dívida (%)	8,8	11,4	-	-2,5p.p.
Taxa de Juro Média (CDI)	6,4	9,9	-	-3,5p.p.
Empregados (#)	2.986	2.906	3%	+80

Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Invest. Financeiros, activos para venda	2.025	1.547	31%	+478
Dívida Líquida	4.417	4.432	0%	-15
Recebimentos futuros da act. Regulada	316	101	211%	+214
Interesses não controláveis	1.149	1.158	-1%	-9
Valor contabilístico dos C. Próprios	8.565	7.924	8%	+640

Resultados Financeiros (R\$ M)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(464)	(458)	-1%	-7
Custos capitalizados	24	9	173%	+15
Diferenças Cambiais e Derivados	(20)	14	-	-33
Outros	94	(113)	-	+206
Resultados Financeiros	(366)	(548)	33%	+181

Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil ("EDPB") aumentou 27% (+R\$599M) em termos homólogos para R\$2.815M em 2018, impactado pelo: (i) venda de centrais mini-hídricas (+R\$375M em termos homólogos); (ii) melhores resultados na central de carvão de Pecém (+R\$129M) maioritariamente devido à revisão da disponibilidade de referência; (iii) EBITDA superior na distribuição (+R\$56M) devido ao melhor desempenho operacional; (iv) adequada gestão integrada do portfólio que levou a um impacto do GSF líquido de coberturas de +R\$151M em termos homólogos.

O EBITDA da distribuição aumentou 7% em termos homólogos, devido à actualização à inflação do valor das concessões de activos (+R\$34M vs. 2017), à contínua trajectória na redução das perdas (+R\$37M em termos homólogos nos resultados) e ao aumento dos volumes de energia distribuída (+R\$43M vs. 2017). Contudo, os ganhos da política de sobrecontratação foram R\$73M inferiores a 2017. O EBITDA da geração e comercialização aumentou 9% em termos homólogos (+R\$138M), devido a uma activa estratégia de coberturas e a Pecém (redução no valor das provisões para penalidades por indisponibilidade). A performance do EBITDA em Euros, que alcançou €649M, foi negativamente impactada pela depreciação de 16% do BRL face ao EUR (impacto de -€127M).

Os custos de OPEX aumentaram 3% em 2018 face ao período homólogo, abaixo da inflação IPCA média do período que se situou em 3,7%. Os custos operacionais líquidos reduziram-se em 25% (-R\$313M), devido maioritariamente aos ganhos das vendas das mini-hídricas no 3T18 (+R\$34M) e no 4T (+R\$341M).

A dívida líquida ficou constante nos R\$4,4MM no final do ano de 2018. Os resultados financeiros melhoraram 33% em 2018 vs. 2017, reflectindo menor custo da dívida (de 11,4% em 2017 para 8,8% em 2018), em linha com a redução das taxas de juro no Brasil – o CDI médio anual situou-se nos 6,4% em 2018 vs. 9,9% em 2017. A dívida líquida sobre EBITDA diminuiu de 2,0x para 1,6x, devido ao aumento do EBITDA.

O Capex aumentou 48% (+R\$369M) em 2018 vs. 2017, maioritariamente devido aos investimentos na Transmissão (R\$278M), um segmento no qual foi atribuído à EDPB o desenvolvimento de 5 linhas de transmissão com um investimento total de R\$3,1MM até 2022. A linha de Espírito Santo foi a primeira a ser concluída, tendo entrado em operação no final de Dez-18, 20 meses antes do prazo. O Capex na Distribuição aumentou R\$94M, reflexo dos investimentos para melhorar a eficiência operacional das redes de distribuição.

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

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.832	1.731	6%	+101
OPEX (1)	760	718	6%	+42
Outros custos operac. (Liq.)	185	182	2%	+3
Custos Operacionais Líquidos	945	900	5%	+46
EBITDA	887	831	7%	+56
Amortizações e imparidades	256	222	15%	+34
EBIT	631	609	4%	+22

O EBITDA da nossa actividade de distribuição no Brasil aumentou R\$56M vs. 2017 para R\$887M em 2018, devido ao (i) aumento do volume de energia distribuída, o que permitiu um aumento de R\$43M em termos homólogos nos resultados; (ii) à redução das perdas (+R\$37M); (iii) actualização à inflação do valor das concessões de activos contemplada na regulação (+R\$34M). Contudo, os ganhos da política de sobrecontratação foram inferiores em R\$73M face a 2017.

Os volumes de energia vendida aumentaram 1% em 2018. Simultaneamente, os volumes de energia distribuída a clientes no mercado livre aumentaram 6% vs. 2017 para 11,2 TWh em 2018. No total, a energia distribuída aumentou 3% em termos homólogos em 2018.

Os volumes de energia contratados ultrapassaram em mais de 5% os volumes consumidos pelos clientes em 2018. Estes volumes não contratados são vendidos ao preço de curto prazo (PLD) que foi maior do que os preços contratados de longo prazo, originando um ganho de R\$28M ao longo do ano.

Margem Bruta	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	1.832	1.731	6%	+101
Receitas reguladas	1.650	1.628	1%	+23
Outros	182	104	76%	+79
Receb. Futuros da Act. Regulada (R\$ M)				
Início do período	101	(392)	-	+493
Desvios períodos anteriores	(11)	397	-	-408
Desvio do ano (2)	225	96	134%	+129
CDE/Conta ACR (3)	-	-	-	-
Final do período	316	101	211%	+214
Clientes Ligados (Milhares)	3.451	3.377	2%	+74
EDP São Paulo	1.887	1.839	3%	+48
EDP Espírito Santo	1.564	1.538	2%	+26
Electricidade Distribuída (GWh)	25.007	24.263	3,1%	+744
EDP São Paulo	15.192	14.806	3%	+386
EDP Espírito Santo	9.814	9.457	4%	+357
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	11.224	10.552	6%	+672
Electricidade Vendida (GWh)	13.769	13.697	1%	+72
EDP São Paulo	7.934	7.974	-1%	-40
Residencial, comercial e outros	6.638	6.570	1%	+69
Industrial	1.296	1.405	-8%	-109
EDP Espírito Santo	5.835	5.723	2%	+112
Residencial, comercial e outros	5.240	5.067	3%	+173
Industrial	595	655	-9%	-61

Manteve-se a trajectória de redução nas perdas não-técnicas observadas nos últimos trimestres. As perdas não-técnicas no segmento de baixa voltagem desceram tanto para a EDP Espírito Santo, alcançando 11,15% em 2018 (-0,8pp vs. 2017), o valor mais baixo dos últimos 16 anos, como a EDP São Paulo, que atingiu 8,46% em 2018 (-1,1pp vs. 2017). Ambos os números situam-se abaixo do limiar regulatório definido pela ANEEL de 11,45% e 8,87% respetivamente. Isto é reflexo do forte investimento para reduzir perdas (R\$93M em 2018), o que permitiu uma receita de R\$229M neste ano.

As provisões para clientes de cobrança duvidosa situaram-se em R\$85M em 2018 (ligeiramente acima dos R\$82M de 2017). 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.

A Dez-18, os recebimentos futuros da actividade regulada ascenderam a R\$316M – o que apesar de ser um aumento de +R\$214M face a Dez-17, é também uma redução significativa face aos R\$501M registados no final do 3T18, e que serão recuperados pelo sistema nos próximos anos.

O OPEX e os outros custos operacionais foram superiores em termos homólogos nos R\$760M (+R\$42M) e R\$185M (+R\$3M), respectivamente. O Capex da distribuição em 2018 foi mais do dobro do valor das depreciações, reflectindo os investimentos efectuados para melhorar a qualidade do serviço e reduzir as perdas de energia.

É ainda de notar que a Nov-18, a EDPB adquiriu 1.518.000 acções preferenciais da CELESC por um custo total de R\$63,7M. Este montante, juntamente com as anteriores aquisições de acções, resultou numa participação total da EDPB de 23,56% na CELESC.

Investimento e Custos Operac.	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (1)	760	718	6%	+42
Custos control./cliente (R\$/cliente)	220	213	4%	+8
Custos control./km rede (R\$/km)	8	8	5%	+0
Empregados (#)	2.186	2.146	2%	+40
Invest. Operacional (R\$M)	655	560	17%	+94
Rede de Distribuição ('000 Km)	92	92	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;

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.684	1.545	9%	+139
OPEX (1)	228	231	-1%	-3
Outros custos operacionais (líquidos)	6	(1)	-	+7
Custos Operacionais Líquidos	234	230	2%	+4
EBITDA	1.450	1.315	10%	+135
Amortizações e imparidades	368	372	-1%	-4
EBIT	1.082	943	15%	+139

O EBITDA da actividade de produção de energia no Brasil cresceu 9% vs. 2017 (+R\$138M em 2018) para R\$1.628M em 2018, reflectindo o EBITDA mais alto em +R\$129M na central de carvão de Pecém, maioritariamente devido à revisão da disponibilidade de referência e conseqüente redução das provisões de penalidades por indisponibilidade.

Dados Chave	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	1.684	1.545	9%	+139
Hídrica	959	943	2%	+15
Receitas contratadas (CAE) e Outros	971	1.073	-9%	-102
Impacto GSF (líqº de coberturas)	(13)	(130)	90%	+117
Térmica	725	601	21%	+125
Receitas contratadas (CAE)	700	680	3%	+20
Outros	26	(79)	-	+105
Capacidade Instalada (MW)	2.320	2.466	-6%	-147
Hídrica	1.599	1.746	-8%	-147
Térmica	720	720	-	-
Electricidade Vendida (GWh)	13.336	13.289	0%	+48
Contratada (CAE)	10.858	11.663	-7%	-804
Hídrica	7.403	7.065	5%	+338
Térmica	3.455	4.597	-25%	-1.142
Outra	2.478	1.626	52%	+852
P. Méd de Venda Híd (R\$/MWh) (2)	186	181	3%	+5
Capacidade Instalada (MW Equity)	539	364	48%	+175
Investimento Operacional (R\$ M)	124	151	-18%	-27
Investimento Financeiro (R\$ M)	62	319	-81%	-257
Empregados (#)	433	488	-11%	-55

A margem bruta hídrica aumentou 2% em 2018 para R\$959M. Note-se que as coberturas e seguros de GSF, aliadas à venda de volumes não contratados, mitigou o impacto do GSF que teria sido de -R\$603M em 2018 (dos quais -R\$662M em 2017).

A EDPB continuará a gerir o portfólio de centrais e contractos, gerindo os volumes e coberturas juntamente com o negócio de comercialização para minimizar o impacto do défice hídrico e da volatilidade do preço.

Adicionalmente, o preço médio dos volumes hídricos vendidos, que atingiu R\$186/MWh em 2018, foi 3% superior vs. 2017 uma vez que os preços dos CAE são actualizados anualmente à inflação, e também devido aos preços superiores nos novos contractos de curto e longo prazo. O volume de geração hídrica vendido aumentou 5%.

A margem bruta de Pecém foi de R\$725M em 2018, o que equivale a um aumento de 21% em termos homólogos, maioritariamente devido ao efeito da disponibilidade mencionado anteriormente. O volume de energia vendida de Pecém reduziu-se 25% face a 2017, devido ao aumento dos recursos hídricos no 4T18 e à paragem programada para manutenção no 2S18.

A EDPB opera 2,9 GW de capacidade, dos quais 0,5 GW 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 (393 MW) e Cachoeira-Caldeirão (219 MW), ambos em parceria com a CTG, bem como uma participação de 33% na central hídrica de São Manoel (700 MW, totalmente operacional a partir de Abr-18) em parceria com a CTG e Furnas.

A capacidade hídrica instalada ao nível de EBITDA reduziu-se em 147 MW, reflectindo a venda da EDP PCH (que detinha 7 mini-hídricas) e das centrais Santa Fé e Costa Rica (também mini-hídricas) no 2S18.

O investimento operacional reduziu-se R\$27M em termos homólogos para R\$124M em 2018, devido maioritariamente às menores necessidades de investimento em Pecém. De notar que o investimento nas hídricas de São Manoel, Jari e Cachoeira-Caldeirão são classificados como 'investimentos financeiros' (consolidação por equivalência patrimonial) e que em 2018 totalizou R\$62M (-81% face a 2017).

Detalhe do EBITDA (R\$ M)	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Pecém	596	467	28%	+129
Lajeado (73% detidos pela EDPB)	359	363	-1%	-3
Peixe Angical (60% detidos pela EDPB)	202	259	-22%	-57
Outros (100%)	292	226	29%	+66
EBITDA	1.450	1.315	10%	+135

O EBITDA da comercialização de electricidade aumentou 2% no ano para R\$178M em 2018, reflectindo maiores volumes e evidenciando a integração da estratégia de coberturas do portfólio desenvolvido para lidar com volatilidade do preço.

Comercialização	2018	2017	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	220	211	4%	+9
Custos operacionais líquidos (R\$ M)	42	36	18%	+6
EBITDA (R\$ M)	178	176	2%	+3
Vendas electricidade (GWh)	18.102	17.804	2%	+298
Investimento Operac. (R\$ M)	22	5	316%	+17

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



Demonstrações de Resultados
& Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



2018 (€ 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	8.382	4.795	1.528	3.212	(2.638)	15.278
Margem Bruta	1.434	1.280	1.512	877	(4)	5.099
Fornecimentos e serviços externos	291	276	345	146	(101)	957
Custos com pessoal e benefícios sociais	159	137	115	113	127	652
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	222	242	(249)	(30)	(11)	174
Custos Operacionais	672	655	212	228	15	1.782
EBITDA	762	625	1.300	649	(19)	3.317
Provisões	278	3	0	11	(5)	288
Amortizações e imparidades (2)	417	282	546	144	55	1.445
EBIT	67	339	754	494	(69)	1.584

2017 (€ 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	7.818	5.067	1.637	3.433	(2.481)	15.473	273	15.746
Margem Bruta	1.236	1.428	1.602	969	(10)	5.225	166	5.391
Fornecimentos e serviços externos	314	292	327	172	(127)	976	14	991
Custos com pessoal e benefícios sociais	158	137	101	129	146	671	10	681
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	210	234	(192)	53	(573)	(268)	(2)	(270)
Custos Operacionais	681	663	235	354	(558)	1.375	26	1.401
EBITDA	555	766	1.366	615	548	3.850	140	3.990
Provisões	(6)	(2)	(0)	8	(4)	(4)	0	(4)
Amortizações e imparidades (2)	589	297	563	164	43	1.657	19	1.676
EBIT	(28)	470	803	443	509	2.197	121	2.318

(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



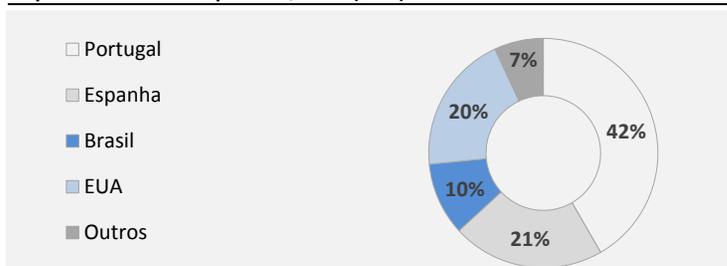
Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	4.233	3.642	3.779	4.092	4.032	3.527	3.752	3.967	-3%	6%
Custo com vendas de energia e outros	(2.710)	(2.272)	(2.549)	(2.823)	(2.639)	(2.227)	(2.582)	(2.730)	3%	-6%
Margem Bruta	1.523	1.370	1.229	1.269	1.393	1.299	1.170	1.237	-3%	6%
Fornecimentos e serviços externos	227	246	235	283	209	233	234	280	-1%	19%
Custos com pessoal e benefícios sociais	171	169	159	181	163	162	147	180	-1%	22%
Outros custos operacionais (líquidos)	114	64	(531)	83	128	75	100	(130)	-	-
Custos Operacionais	512	479	(137)	548	501	470	482	330	-40%	-32%
EBITDA	1.011	892	1.367	721	893	829	688	907	26%	32%
Provisões	4	(2)	(0)	(5)	(7)	4	286	5	-	-98%
Amortizações e imparidades do exercício (1)	359	349	346	621	351	348	350	396	-36%	13%
EBIT	648	545	1.021	105	549	477	53	506	383%	863%
Resultados financeiros	(197)	(173)	(223)	(215)	(127)	(150)	(166)	(111)	49%	33%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	(1)	8	4	1	1	2	6	2	138%	-66%
Resultado antes de impostos e CESE	450	379	801	(110)	423	330	(108)	397	-	-
IRC e Impostos diferidos	66	53	56	(165)	74	43	(67)	49	-	-
Contribuição Extraordinária para o sector energetico	70	(2)	2	(0)	66	(2)	1	0	-	-64%
Resultado líquido do período	315	328	743	56	282	289	(43)	347	526%	-
Accionistas da EDP	215	235	696	(33)	166	214	(83)	222	-	-
Interesses não controláveis	100	93	47	89	116	75	40	125	41%	212%

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

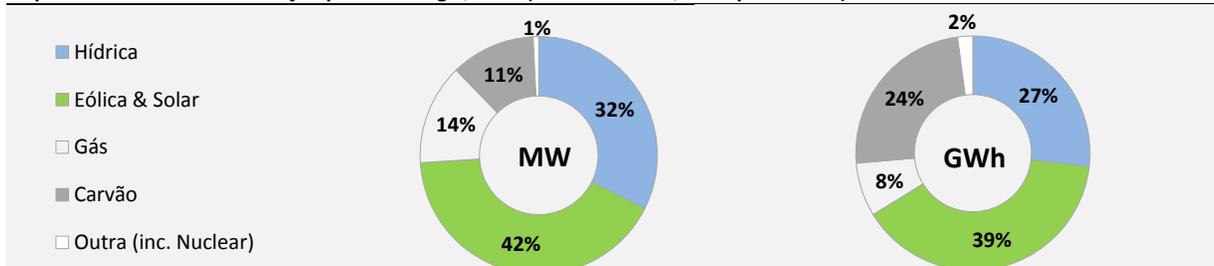
Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção

Tecnologia	Capacidade instalada - MW (1)				Produção Electricidade (GWh)				Produção Electricidade (GWh)							
	2018	2017	Δ MW	Δ %	2018	2017	Δ MW	Δ %	1T17	2T17	3T17	4T17	1T18	2T18	3T18	4T18
Eólico	11.156	10.531	625	6%	28.133	27.466	667	2%	7.690	6.777	5.224	7.775	8.719	6.620	5.145	7.648
EUA	5.242	4.965	278	6%	14.721	14.332	389	3%	4.059	3.764	2.348	4.161	4.455	3.735	2.666	3.865
Portugal	1.304	1.249			2.987	2.904	83	3%	876	657	670	702	1.064	608	455	860
Espanha	2.312	2.244	68	3%	5.164	5.095	68	1%	1.442	1.223	1.065	1.365	1.766	1.101	894	1.404
Brasil	467	331			1.235	861	374	43%	147	167	249	298	159	262	416	399
Resto de Europa (2)	1.601	1.513	88	6%	3.255	3.592	-337	-9%	1.050	754	713	1.075	1.068	697	541	948
Resto de Mundo (3)	230	230	0	0%	771	681	90	13%	115	213	179	174	208	217	173	173
Solar	145	145	0	0%	226	155	71	46%	28	51	47	29	43	69	70	44
Hídrica	8.792	9.019	-226	-3%	19.296	11.424	7.872	69%	4.364	2.606	1.813	2.641	6.154	5.863	3.189	4.090
Portugal	6.767	6.847	-80	-1%	12.648	6.948	5.700	82%	2.921	1.537	1.160	1.330	3.790	4.172	2.249	2.437
Actividade Bombagem	2.806	2.806	0	0%	-2.438	-2.228	-211	9%	-550	-652	-334	-692	-636	-329	-130	-1.343
Fio de água	2.408	2.395			6.161	2.802	3.359	120%	1.364	713	370	356	1.685	2.424	1.098	954
Albufeira	4.294	4.303			6.090	3.907	2.183	56%	1.409	771	779	947	1.940	1.605	1.120	1.425
Mini-hídricas	65	148			397	238	159	67%	148	52	10	27	165	143	32	58
Espanha	426	426	0	0%	1.054	472	582	123%	175	88	58	151	408	370	108	168
Brasil	1.599	1.746	-147	-8%	5.594	4.004	1.590	40%	1.268	981	596	1.160	1.956	1.321	832	1.485
Gás/ CCGT	3.729	3.729	0	0%	5.333	8.029	-2.696	-34%	1.713	1.388	2.833	2.095	1.302	846	1.802	1.383
Portugal	2.031	2.031			4.091	5.941	-1.850	-31%	1.105	1.203	2.336	1.297	907	660	1.532	992
Espanha	1.698	1.698			1.242	2.087	-846	-41%	608	185	497	798	395	186	270	391
Carvão	3.124	3.124	0	0%	17.471	21.444	-3.973	-19%	5.041	5.304	5.444	5.656	3.965	3.926	5.260	4.320
Portugal	1.180	1.180			8.067	9.426	-1.359	-14%	2.192	2.486	2.497	2.250	1.734	1.635	2.431	2.267
Espanha	1.224	1.224			5.948	7.421	-1.473	-20%	1.860	1.758	1.723	2.080	1.045	1.248	1.861	1.794
Brasil	720	720			3.455	4.597	-1.142	-25%	988	1.060	1.224	1.326	1.186	1.043	968	258
Nuclear - Trillo (15,5%)	156	156	0	0%	1.196	1.236	-40	-3%	333	223	339	340	331	187	337	340
Outros (Coger. & Resíduos)	49	49	0	0%	309	247	62	25%	45	57	72	73	84	82	73	70
Portugal	24	24			182	119	64	53%	15	26	38	40	51	50	41	40
Espanha	25	25			126	128	-2	-1%	30	31	34	33	32	32	32	30
TOTAL	27.151	26.753	399	1%	71.963	70.001	1.963	3%	19.215	16.406	15.773	18.607	20.598	17.593	15.877	17.895
Do qual:																
Portugal	11.311	11.336	-25	0%	27.984	25.346	2.638	10%	7.110	5.912	6.729	5.595	7.548	7.127	6.711	6.598
Espanha	5.840	5.772	68	1%	14.729	16.439	-1.710	-10%	4.449	3.508	3.715	4.766	3.976	3.123	3.502	4.128
Brasil	2.787	2.797	-10	0%	10.285	9.463	822	9%	2.403	2.208	2.069	2.783	3.301	2.626	2.216	2.142
EUA	5.332	5.055	278	5%	14.873	14.410	463	3%	4.074	3.789	2.369	4.177	4.486	3.779	2.711	3.896

Capacidade instalada por País, 2018 (MW)



Capacidade Instalada e Produção por Tecnologia, 2018 (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.

Redes Reguladas: RAB, Rede, Clientes Ligados e Indicadores de performance



RAB	2018	2017	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)	4.696	4.204	11,7%	492
EDP Espírito Santo	2.449	2.226	10,0%	223
EDP São Paulo	2.247	1.978	13,6%	269
TOTAL	8.642	8.125	6,4%	517

Redes	2018	2017	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	339.177	338.179	0,3%	998
Portugal	226.308	226.027	0,1%	281
Espanha	20.709	20.613	0,5%	96
Brasil	92.160	91.538	0,7%	622
DTCs (mil)				
Portugal	19	15	28%	4
Espanha	7	-	-	7
EBs (mil)				
Portugal	1.923	1.270	51%	653
Espanha	644	609	6%	35

Clientes Ligados (mil)	2018	2017	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.226	6.187	0,6%	39
Muito Alta / Alta / Média Tensão	25	25	1,0%	0,2
Baixa Tensão Especial	36	36	2,0%	0,7
Baixa Tensão	6.164	6.126	0,6%	38
Espanha	666	664	0,3%	2
Alta / Média Tensão	1	1	1,1%	0,0
Baixa Tensão	665	663	0,3%	2,3
Brasil	3.451	3.377	2,2%	74
EDP São Paulo	1.887	1.839	2,6%	48
EDP Espírito Santo	1.564	1.538	1,7%	26
TOTAL	10.343	10.228	1,1%	115

Qualidade de serviço	2018	2017	Δ Abs.	Δ %
Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (1)	9,6%	10,0%	-3,6%	-0,4 p.p.
Espanha	3,4%	3,5%	-3,1%	-0,1 p.p.
Brasil				
Bandeirante	8,4%	8,7%		-0,3 p.p.
Técnicas	5,6%	5,5%		0,1 p.p.
Comerciais	2,8%	3,2%	-12%	-0,4 p.p.
Escelsa	11,9%	13,0%		-1 p.p.
Técnicas	7,5%	8,3%		-0,8 p.p.
Comerciais	4,4%	4,7%		-0,3 p.p.
% Telecontagem				
Portugal	69%	66%	5%	3 p.p.

Electricidade Distribuída (GWh)	2018	2017	Δ GWh	Δ %
Portugal	46.056	44.748	2,9%	1.308
Muito Alta Tensão	2.366	2.158	9,6%	208,0
Alta / Média Tensão	21.996	21.715	1,3%	281,4
Baixa Tensão	21.694	20.875	3,9%	819
Espanha	9.360	9.331	0,3%	29
Alta / Média Tensão	7.110	7.109	0,0%	0,7
Baixa Tensão	2.250	2.222	1,3%	28,3
Brasil	25.007	24.704	1,2%	303
Clientes Livres	11.224	10.993	2,1%	231
Industrial	1.890	2.060	-8,2%	-170
Residencial, Comercial & Outros	11.892	11.651		
TOTAL	80.423	78.783	2,1%	1.640

(1) Exclui Muito Alta Tensão

Investimentos financeiros & Activos para venda / Interesses Não Controláveis

Investimentos Financeiros e Activos para Venda	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado Líquido (2) (€ M)				Valor Contabilístico (€ M)			
	2018	2017	Δ MW	Δ %	2018	2017	Δ	Δ %	2018	2017	Δ	Δ %
EDP Renováveis	371	331	40	12%	2	3	-1	-39%	357	312	45	14%
Espanha	152	152										
Estados Unidos	219	179										
Outros	0	0										
EDP Brasil	539	364	175	48%	1	-5	5	-	456	381	74	20%
Produção - Hídrica	539	364										
Distribuição	0	0										
Iberia (Ex-wind) & Other	10	10	0	0%	9	13	-5	-36%	264	311	-47	-15%
Espanha - Cogeração e Resíduos	10	10										
Macau - Distribuição (CEM)												
Other												
Activos detidos para Venda (líquido de passivos)									11	116	-105	-90%
TOTAL	920	705	215	30%	11	12	-1	-6%	1.088	1.121	-33	-3%

Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado Líquido (2) (€ M)				Valor Contabilístico (€ M)			
	2018	2017	Δ MW	Δ %	2018	2017	Δ	Δ %	2018	2017	Δ	Δ %
EDP Renováveis	4.747	4.643	104	2%	210	231	-21	-9%	2.739	2.654	85	3%
Ao nível da EDP Renováveis:	2.781	2.785	-5	0%	159	180	-22	-12%	1.613	1.560	53	3%
P. Ibérica	851	851										
América do Norte	1.210	1.215										
Resto da Europa	557	557										
Brasil	162	162										
17,4% atribuíveis ao free-float da EDPR (3)	1.966	1.858	109	6%	51	51	0	1%	1.125	1.094	32	3%
EDP Brasil	1.742	1.814	-72	-4%	151	100	51	51%	1.225	1.308	-83	-6%
Ao nível da EDP Brasil:	606	606	0	0%	33	22	11	50%	259	291	-32	-11%
Hídrica	606	606										
Outros	0	0										
49% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil	1.137	1.208	-72	-6%	118	78	40	51%	967	1.017	-51	-5%
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	12	12	0	0%	-4	-3	-1	39%	-32	-28	-4	15%
TOTAL	6.501	6.469	32	1%	357	328	29	9%	3.932	3.934	-2	0%

Provisões (Líquido de imposto)	Benefícios aos empregados (€ M)			
	2018	2017	Δ Abs.	Δ %
EDP Renováveis	0	0		
EDP Brasil	115	135		
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	870	928		
TOTAL	985	1.064		

(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 2018 (a)

EDP eleita líder mundial na dimensão social da sustentabilidade

O Grupo está no top 2 das utilities energéticas no Dow Jones Sustainability Index e foi considerado o melhor do mundo em critérios como a Gestão de Política ambiental.

EDP aumenta pontuação no FTSE4Good Global Index

A EDP está no top 2 das empresas com melhor pontuação ESG no FTSE4Good Global Index com uma pontuação de 4,6 em 5.

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.

EDP reconhecida como líder mundial no combate às alterações climáticas

Pelo 4º ano consecutivo foi reconhecida na categoria CDP Climate Change, no nível mais elevado – Leadership –, com nota "A-", e na categoria CDP Water, na qual mantém o nível de desempenho "Management", com nota "B".

Green Bond Pioneer Awards 2019

A EDP foi reconhecida pela Climate Bond Initiative (CBI) por ter sido a primeira empresa portuguesa a emitir obrigações verdes.

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

	2018	2017	Δ %
Ind. Sustentab. (b)(c)(d)	108	103	5%
Comp. Ambiental Peso %	107 33%	93 33%	15%
Comp. Económica Peso %	106 37%	106 37%	0%
Comp. Social Peso %	113 30%	111 30%	2%

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

Métricas Económicas

	2018	2017	Δ %
Valor Gerado (€M)	16.308	17.234	-5%
Distribuído	14.471	14.910	-3%
Acumulado	1.837	2.324	-21%
Prov. Serv. Energ. (€M)(b)	1.443	1.104	31%
Serv. Eficiência Energ.	151	134	13%

Métricas Sociais

	2018	2017	Δ %
Empregados	11.631	11.657	0%
Formação (horas)	398.394	473.078	-16%
Acidentes em Serv. (e)	29	28	4%
Índice Gravidade (Tg) (f)	114	131	-13%
Índice Freq. (Tf) (f)	2,11	2,03	4%
Acid. mortais c/ terceiros	7	10	-30%

Métricas Ambientais

	2018	2017	Δ %
Emissões Atmosféricas (mt)			
CO2 (c)(g)	18.404	23.129	-20%
NOx	14,3	17,0	-16%
SO2	21,3	29,8	-29%
Partículas	2,050	1,494	37%

	2018	2017	Δ %
Emissões Específicas Globais (g/KWh)			
CO2 (c)(g)	257,0	333,5	-23%
NOx	0,20	0,25	-19%
SO2	0,30	0,43	-31%

	2018	2017	Δ %
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1) (c)	18.429	23.159	-20%
Emissões indirectas (Âmbito 2)(d)	602	802	-25%
Other indirect emissions (scope 3)	11.334	13.039	-13%

	2018	2017	Δ %
Consumo de Energia Primária (TJ) (h)	221.634	276.668	-20%
Potência Líquida Max. Inst. Certificada (%)	97%	90%	8%
Utilização de Água (10³ m³)	1.537.614	1.758.417	-13%
Total Resíduos para destino final (t)	349.329	666.771	-48%

	2018	2017	Δ %
Matérias Ambientais (€ mil) (j)	264.482	237.469	11%
Investimentos	68.987	73.197	-6%
Despesas	195.495	164.272	19%

	2018	2017	Δ %
Multas e Penalidades Ambientais (€)	3.389	18.848	-82%

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (mtCO2) (c)		Específicas (t/MWh)		Produção (i) (GWh)	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Península Ibérica	14.433	17.737	0,70	0,68	20.503	25.985
Carvão	12.245	14.558	0,87	0,86	14.016	16.847
CCGT	2.030	3.030	0,38	0,38	5.332	8.029
Cogeração e Resíduos	158	150	0,14	0,13	1.155	1.109
Brasil	3.971	5.392	1,15	1,17	3.455	4.597
Carvão (Contratado LP)	3.971	5.392	1,15	1,17	3.455	4.597
Produção térmica	18.404	23.129	0,77	0,76	23.958	30.582
Produção Livre de Emissões CO2					47.656	39.045
Produção Total			0,26	0,33	71.614	69.627

(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.

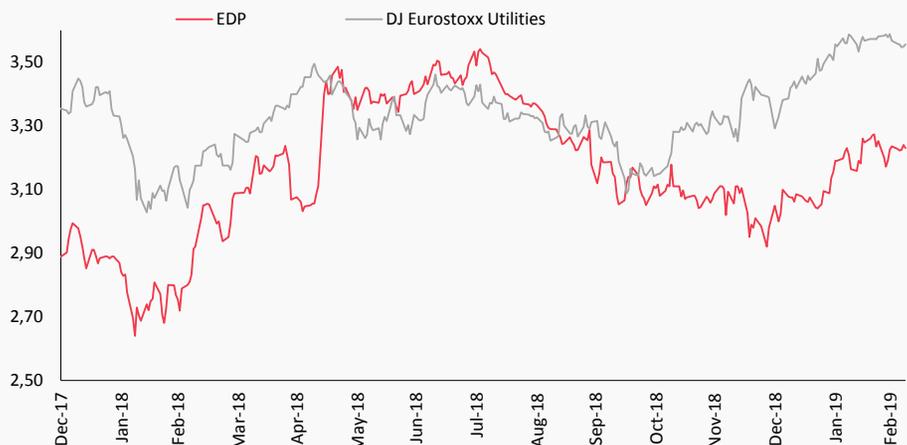
(i) Inclui vapor (2018: 643 GWh vs 2017: 639 GWh).

(j) Metodologia de reporte revista. Inclusão como despesa 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
- 19-Set:** EDPR estabelece com sucesso novo acordo "tax equity" para 280MW nos EUA
- 27-Set:** Decisão do Secretário de Estado da Energia sobre alegadas sobrecompensações dos CMEC
- 1-Out:** Participação do Capital Group no Capital Social da EDP diminui para 2,958%
- 9-Out:** EDP emite primeiro "green bond" no montante de EUR600 milhões com vencimento em outubro de 2025
- 14-Out:** Capital Group deixa de ter Participação Qualificada no Capital Social da EDP
- 16-Out:** ERSE anuncia proposta de tarifas e preços para a energia eléctrica em 2019
- 16-Out:** Paul Elliott Singer comunica participação qualificada no capital social da EDP
- 26-Oct:** EDP Brasil vende centrais mini-hídricas
- 29-Oct:** EDP Brasil financia em R\$ 1,2 mil milhões investimento em nova linha de transmissão
- 14-Nov:** EDPR anuncia venda de 13,4% adicionais no projecto eólico offshore do Reino Unido
- 7-Dez:** EDP vende défice tarifário em Portugal por 384 Milhões de euros
- 7-Dez:** Resultados e pricing das ofertas para aquisição em dinheiro de valores mobiliários representativos de dívida
- 18-Dez:** EDPR vende participação de 13,5% de projectos eólicos offshore em França
- 19-Dez:** EDP conclui venda 100% da EDP Small Hydro
- 21-Dez:** EDP conclui venda da EDP PCH e Santa Fé
- 28-Dez:** EDPR conclui a venda de 10% do projecto Moray Offshore (UK) à CTG
- 31-Dez:** EDPR anuncia primeira transacção de sell-down na América do Norte, relativo a 499 MW de activos eólicos onshore

EDP em Bolsa	YTD	52W	2016
		08-03-2019	

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	3,230	3,230	2,885
Max	3,549	3,549	3,389
Min	2,631	2,837	2,641
Média	3,075	3,207	3,012

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	10.597	4.656	5.044
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	19	18	20
Volume Transaccionado (milhões de acções)	3.446	1.452	1.675
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,2	5,7	6,6

Dados Acções EDP	2018	2017	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	21,8	21,9	-0,6%

Direcção de Relação com Investidores

Miguel Viana, Head of IR
 Sónia Pimpão
 Carolina Teixeira
 Andreia Severiano

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