



9M19

Resultados

Lisboa, 30 de Outubro de 2019

EDP - Energias de Portugal, S.A. Sede social: Av. 24 de Julho, 12 1249 - 300 Lisboa, Portugal

Conteúdo

Destaques	2
Performance Financeira Consolidada	
Decomposição do EBITDA	3
Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA	4
Actividade de Investimento	5
Cash Flow	6
Posição Financeira Consolidada	7
Dívida Financeira Líquida	8
Segmentos de Negócio	
Renováveis	10
Redes reguladas	16
Clientes & gestão de energia	19
Demonstração de Resultados & Anexos	
Demonstração de Resultados por Área de Negócio	23
Demonstração de Resultados por Trimestre	24
Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção	25
Redes Reguladas: Activo e Indicadores de performance	26
Investim. Financeiros, Interesses Não Controláveis e Provisões	27
Desempenho de Sustentabilidade	28
Desempenho da EDP em bolsa	29

Nota relevante

A 1-Jan-19, a EDP adoptou a IFRS 16, que substitui a IAS 17 no que respeita à contabilidade de contratos de arrendamento. O modelo de contabilização requer o reconhecimento de rendas vincendas no período integral do contrato como responsabilidade na situação patrimonial, por contrapartida do reconhecimento de "Activos sob direito de uso". A adopção da norma implicou um acréscimo de responsabilidades (€737M) e do valor de activos (+€748M) a 1-Jan-19. Nos 9M19, a adopção desta norma traduziu-se também no impacto no EBITDA (€49M) e no Resultado Líquido (-€6M).

Destques



Dados-chave Operacionais	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	26.294	27.000	-3%	-707
Peso de Renováveis (1)	73%	74%	-	-1p.p.
Produção (GWh)	48.165	54.068	-11%	-5.903
Peso de Renováveis (1)	64%	66%	-	-2p.p.
Clientes (mil contratos)	11.373	11.428	-0%	-55
Clientes ligados (mil)	10.426	10.301	1%	+125

Nos primeiros nove meses de 2019, a EDP reforçou o seu posicionamento de liderança na transição energética: nas energias renováveis, a EDP instalou nos últimos 12 meses +0,9 GW de energia eólica nos EUA, Europa e Brasil. Para além disso, desde o início de 2019 foram já celebrados contratos a longo prazo para venda da energia que será produzida por 2,4 GW de novos projetos de energia eólica e solar com entrada em operação prevista no período do atual plano estratégico 2019-2022, cobrindo perto de 70% do objetivo de crescimento para este período. Destes projetos, 1,2 GW encontravam-se em fase de construção a Setembro de 2019. Na energia eólica *offshore*, decorre o processo com vista à constituição formal da nova joint-venture 50/50 acordada em Maio com a Engie, enquanto decorre, em linha com o planeado, a fase inicial de construção do projeto de 950 MW na Escócia, Moray East. **Nas redes de electricidade, o crescimento concentra-se no Brasil. Na distribuição, no seguimento dos investimentos significativos dos últimos anos, nas recentes revisões regulatórias das distribuidoras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo a nossa base de activos remunerados foi revista em alta em +36% face a 2015, atingindo os R\$5 MM (€1,1 MM). Na transmissão, após a entrada em operação da primeira linha em Dezembro de 2018, decorrem a bom ritmo os trabalhos de construção dos 4 projetos obtidos no leilão de Abril de 2017, e prossegue o licenciamento do novo projeto adquirido em Maio de 2019.**

Dados-chave Demonstração Resultados(2) (€ M)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	3.810	3.862	-1%	-53
EBITDA	2.661	2.410	10%	+251
EBIT	1.471	1.078	36%	+393
Resultados financeiros & Res. Eq. Patrim.	(531)	(434)	-22%	-97
Impostos correntes, diferidos e CESE (3)	213	115	85%	+98
Interesses não controláveis	266	231	15%	+35
Resultado líquido (accionistas da EDP)	460	297	55%	+163

Na comercialização, manteve-se o foco nos níveis elevados de satisfação dos nossos clientes, que resultou na estabilidade do número de clientes de comercialização de electricidade e crescimento na actividade de prestação de novos serviços, onde se destacam, no segmento residencial, a manutenção de electrodomésticos, e no segmento empresarial, a eficiência energética.

A subida de 10% do EBITDA beneficiou do forte crescimento no segmento de energias renováveis. A capacidade média instalada eólica aumentou 3% para 11,0 GW, e a estratégia de rotação de activos, materializada neste período com a venda de um conjunto de parques eólicos na Europa (representando 0,5 GW líquidos), gerou um ganho de €0,2 MM. Por outro lado, a **produção hídrica** na Península Ibérica baixou 47% face a 2018, impactada, nos primeiros nove meses de 2019, por recursos hídricos 39% abaixo da média histórica em Portugal, o que teve um impacto negativo no EBITDA em cerca de €0,25 MM. **Na actividade de redes**, o crescimento no Brasil proveio quer da distribuição, com impacto positivo das recentes revisões regulatórias, assim como da transmissão, com o contributo da primeira linha já concluída. Na Península Ibérica, o desempenho das redes de distribuição beneficiou sobretudo de maior eficiência ao nível dos custos operacionais, que baixaram em 4%. **No segmento de serviços a clientes e gestão de energia**, no mercado Ibérico, assistiu-se na actividade de comercialização a uma normalização das condições de mercado e regulatórias face ao enquadramento extremamente desfavorável de 2018, enquanto que a nossa actividade de gestão de energia e a nossa política de coberturas de risco em mercados energéticos mais do que compensaram a deterioração das condições de mercado para as centrais de produção a carvão.

Dados-chave de Performance (€ M)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
EBITDA recorrente (4)	2.661	2.428	10%	+233
Renováveis	1.662	1.551	7%	+111
Redes	748	634	18%	+114
Clientes & Gestão de energia	284	252	13%	+32
Outros	(32)	(8)	-282%	-24
Resultado líquido recorrente (4)	585	545	7%	+40
OPEX				
OPEX P. Ibérica (€ M)	619	630	-2%	-11
Core OPEX/MW (€/MW) - Eólico & Solar (5)	29,3	31,2	-6%	-2
OPEX Brasil (BRL M) (5)	795	799	-1%	-4

O crescimento de 7% do resultado líquido recorrente reflecte a subida de 10% do EBITDA, mas também um aumento dos custos financeiros em termos homólogos, resultado de um aumento do custo médio da dívida em 20 pb para 4,0%, associado à emissão em Janeiro de €1 MM de obrigações híbridas; e um aumento do peso do Dólar Americano e do Real Brasileiro na dívida consolidada, devido do aumento do peso destas moedas no investimento total. O Resultado líquido reportado aumentou 55%, suportado pela forte contribuição da nossa produção eólica e solar, e continuando penalizado por eventos extraordinários em Portugal: nos 9M18, uma provisão de €285M relativa aos CMEC; nos 9M19 uma provisão de €87M relativa ao projeto hídrico do Fridão. Desta forma, **as operações convencionais em Portugal** (distribuição de electricidade, produção hídrica e térmica, e comercialização de energia) registaram um prejuízo líquido de €33M nos primeiros nove meses de 2019 (face ao prejuízo de €25M nos 9M18), penalizadas pela manutenção de um contexto regulatório e fiscal adverso, a que se adicionou em 2019 um volume de produção de energia hídrica anormalmente reduzido.

A Setembro de 2019, a dívida líquida situava-se nos €13,8 MM, 2% acima de Dezembro de 2018 e 5% abaixo do valor registado em Setembro de 2018. **O cash flow recorrente orgânico cresceu 1% para €1,0 MM**, suportado pela actividade global de renováveis. A estratégia de rotação de activos definida no plano de negócios 2019-2022, possibilitou que o aumento do investimento bruto no desenvolvimento de novos activos renováveis e redes reguladas, fosse compensado pela venda de activos renováveis em operação (encaixe de €0,8 MM em Julho de 2019 da venda de 0,5 GW de activos eólicos na Europa).

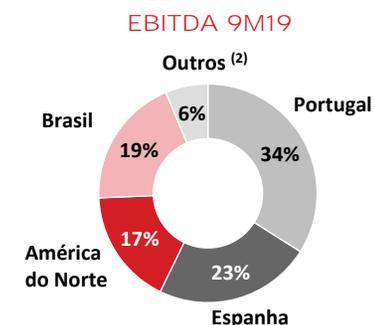
Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Set-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	13.770	13.480	2%	+290
Dívida líquida ajustada /EBITDA (x) (6)	3,8x	4,0x	-5%	-0,2x

A 15 de Maio de 2019, a EDP pagou aos seus accionistas o dividendo referente ao exercício de 2018, de €0,19 por acção, totalizando €0,7 MM, em linha com o montante mínimo definido na política de dividendos para o período 2019-2022.

(1) Inclui capacidade eólica, solar, hídrica e mini-hídrica; (2) P&L completo na pág. 24; (3) CESE: Contribuição extraordinária do sector de energia; (4) Exclui impactos não recorrentes, descritos na pág. 3 (EBITDA) e pág. 4 (Resultado líquido); (5) Ajustado para a IFRS 16; (6) 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)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19	YoY		
													Δ %	Δ Abs.	
Renováveis	1.662	1.546	7%	+116	585	570	390	650	556	708	398			2%	8
Eólica & Solar	1.218	869	40%	+349	381	305	184	431	385	576	257			40%	74
Hídrica - P. Ibérica	314	526	-40%	-212	142	217	167	97	112	93	109			-34%	-58
Hídrica - Brasil	129	150	-14%	-21	62	48	40	123	59	39	31			-21%	-8
Redes	748	634	18%	+114	219	201	214	197	243	229	276			29%	62
P. Ibérica	499	477	5%	+22	159	155	162	149	165	173	160			-1%	-2
Brasil	250	158	59%	+92	60	46	52	48	78	55	116			125%	65
Clientes & Gestão de energia	284	239	19%	+45	85	82	71	88	116	92	76			6%	4
P. Ibérica	187	91	105%	+96	45	32	14	62	84	59	44			217%	30
Brasil	97	148	-34%	-51	41	49	57	27	32	33	32			-44%	-25
Outros	(32)	(8)	-282%	-24	3	(25)	13	(29)	7	(42)	3			-77%	-10
EBITDA consolidado	2.661	2.410	10%	+251	893	829	688	907	921	987	753			9%	65
- Ajustamentos (1)	(0)	(18)	100%	+18	(18)	0	-	49	(0)	-	-			-	-0
EBITDA recorrente	2.661	2.428	10%	+233	911	829	688	858	921	987	753			9%	65



O EBITDA cresceu 10% face ao período homólogo, para €2.661M nos 9M19, com uma contribuição positiva de todos os segmentos. A nossa estratégia de crescimento, combinando a expansão do portfólio (+€0,1 MM em termos homólogos) com política de *asset rotation* (+€0,2 MM), revelou-se bem-sucedida, compensando o efeito da seca na produção hídrica na Pen. Ibérica (quase -€0,25 MM nos 9M19), principalmente na hídrica em Portugal, onde a hidraulicidade ficou 39% aquém da média histórica. O EBITDA foi também impulsionado pelo impacto positivo no Brasil, incluindo as actualizações das tarifas e as recentes revisões regulatórias. O impacto cambial atingiu +€17M, resultante da apreciação do Dólar Americano (USD) em 6% face ao Euro, em termos homólogos. A adopção da normativa IFRS 16 impactou o EBITDA em +€49M (€34M dos quais na EDPR).

RENOVÁVEIS (62% do EBITDA, €1.662M nos 9M19) – o EBITDA subiu 7% em termos homólogos, sendo os benefícios da nossa estratégia de crescimento orgânico combinado com *asset rotation* (+€75M e +€226M, respectivamente) parcialmente mitigados pelo efeito de uma hidraulicidade abaixo da média em Portugal. Adicionalmente, o desempenho do EBITDA refletiu a desconsolidação de parques eólicos na Europa (-€33M no EBITDA do 3T19), a venda de algumas mini-hídricas em Portugal e no Brasil no 4T18 (-€40M); o fim dos incentivos PTC em alguns projectos nos E.U.A. (-€28M em termos homólogos) e os preços médios mais altos, em especial no negócio eólico e solar (+€48M em termos homólogos).

REDES REGULADAS (28% do EBITDA, €748M nos 9M19) – O EBITDA aumentou 18% em termos homólogos (+€114M), impulsionado pelo Brasil (+€92M em termos homólogos) devido a: (i) na transmissão (+€27M face ao período homólogo) a inauguração da primeira linha de transmissão em Espírito Santo; (ii) na distribuição, o ajustamento anual das tarifas em 2018 (+€31M face aos 9M18) e o impacto positivo das recentes revisões regulatórias (+€59M, explicado principalmente pelo reconhecimento regulatório de investimentos significativos no período regulatório findo).

Na Península Ibérica, o desempenho do EBITDA foi suportado pela disciplina na gestão de custos, enquanto que a evolução da margem bruta reflecte a redução da taxa de retorno em Portugal (-30 pb em termos homólogos para 5,13%) decorrente da evolução das *yields* das obrigações portuguesas a 10 anos.

CLIENTES E GESTÃO DE ENERGIA (11% do EBITDA, €284M nos 9M19) – o EBITDA aumentou 19% em termos homólogos (+€45M), impulsionado sobretudo pela normalização do contexto regulatório da comercialização na P. Ibérica após um ano de 2018 especialmente fraco (+€64M em termos homólogos). Também na P. Ibérica, o EBITDA da produção térmica e gestão de energia cresceu €32M reflectindo o menor custo do gás e resultados mais favoráveis de *hedging* dos spreads das térmicas. **No Brasil**, a performance foi afectada por: (i) menores volumes comercializados devido à menor liquidez no mercado livre resultante da falência de vários pequenos comercializadores no final de 2018 e a margens mais baixas; (ii) em Pecém I, pelo efeito positivo em 2018 da revisão em baixa do seu nível de disponibilidade para 83,75% (+R\$105M no EBITDA 9M18).

(* *Items extraordinários: -€18M nos 9M18, relativo ao impacto no 2S17 resultante da diferença entre o ajustamento final do CMEC reconhecido em Dez-17 e aprovado pelo Governo a Mai-18 (-€5M nas Renováveis e -€13M em Clientes e Gestão de Energia).*

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	YoY	
										Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.661	2.410	10%	+251	688	907	921	987	753	9%	+65
Provisões	97	283	-66%	-186	286	5	4	1	92	-68%	-194
Amortizações e imparidades exercício	1.093	1.049	4%	+44	350	396	374	362	358	2%	+8
EBIT	1.471	1.078	36%	+393	53	506	544	624	303	477%	+250
Juros financeiros líquidos	(458)	(440)	-4%	-18	(148)	(186)	(155)	(151)	(152)	3%	-4
Custos financeiros capitalizados	32	23	38%	+9	9	10	9	12	11	28%	+3
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo (1)	(153)	(134)	-14%	-18	(46)	(42)	(53)	(52)	(48)	5%	-2
Diferenças de câmbio e derivados	(16)	8	-	-24	(7)	(13)	(6)	(11)	1	-112%	+8
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	(3)	19	-	-22	(0)	94	-	(1)	(2)	584%	-2
Outros ganhos e perdas financeiros	52	81	-36%	-29	26	26	19	18	15	-43%	-11
Resultados Financeiros	(545)	(443)	-23%	-102	(166)	(111)	(186)	(185)	(175)	5%	-8
Equival. patrimoniais em JVs e associadas (Detalhes pág. 27)	14	9	58%	+5	6	2	5	7	2	-65%	-4
Resultados antes de Impostos	940	644	46%	+296	(108)	397	364	446	130	-220%	+238
IRC e Impostos Diferidos	146	50	190%	+95	(67)	49	99	38	9	-113%	+76
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>15%</i>	<i>8%</i>			<i>62%</i>	<i>12%</i>	<i>27%</i>	<i>9%</i>	<i>7%</i>		
Contribuição Extraordinária para o Sector Energético	68	65	4%	+3	1	0	67	(0)	1	-7%	-0
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	266	231	15%	+35	40	125	98	104	65	62%	+25
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	460	297	55%	+163	(83)	222	100	305	55	-167%	+138

As amortizações e imparidades aumentaram 4% em termos homólogos, reflectindo principalmente o impacto da adopção da IFRS 16 nas locações (+€40M nos 9M19) e acréscimo líquido de capacidade. Em ambos os períodos, o montante de provisões foi afectado por eventos não recorrentes: (i) nos **9M19**, uma provisão de €87M relativa a montantes investidos no projecto hídrico Fridão, desde a sua concessão; (ii) nos **9M18**, uma provisão de €285M relacionada com aspectos inovatórios dos CMEC.

Os resultados financeiros líquidos de -€545M nos 9M19 (-23% ou -€102M em termos homólogos) foram impactados principalmente por: (i) ganho registado no ano passado na venda de uma participação de 20% no nosso projeto *offshore* Moray East (+€15M) e *badwill* da aquisição de uma participação na Celesc (+€15M); (ii) resultados de diferenças de câmbio e derivados (-€24M em termos homólogos), essencialmente devido à adopção do capítulo de contabilidade de cobertura com referência a 1-Jan-19 e ao efeito cambial; (iii) -€18M em termos homólogos na adopção da IFRS 16 ('*Unwinding*'). **Os juros financeiros líquidos aumentaram 4% em termos homólogos (+€18M)**, para €458M nos 9M19, na sequência de uma subida de 20 pb no custo médio da dívida (de 3,8% nos 9M18 para 4,0% nos 9M19), na sequência do efeito combinado de (i) maior peso do Dólar Americano e do Real Brasileiro na nossa dívida em termos homólogos; (ii) apreciação do Dólar Americano; e (iii) emissão da nossa obrigação híbrida de €1 MM com *yield* de 4,5% em Jan-19.

Os resultados com equivalências patrimoniais em *joint ventures* e associadas aumentaram €5M em termos homólogos, para €14M nos 9M19, reflectindo principalmente uma maior contribuição das nossas hídricas e da Celesc no Brasil (Detalhes na página 27).

O imposto sobre o rendimento ascendeu a €146M (+€95M em termos homólogos), representando uma taxa efectiva de imposto de 15% nos 9M19.

Os interesses não-controláveis incluem €158M relativos à EDPR e €114M relativos à EDP Brasil. O aumento de 15% em termos homólogos nos 9M19 é justificado sobretudo pelo maior resultado líquido da EDPR (Detalhes na página 27).

Em suma, o resultado líquido cresceu 55% em termos homólogos, para €460M nos 9M19. Excluindo efeitos não recorrentes(*), o resultado líquido recorrente subiu 7% em termos homólogos para €585M nos 9M19, uma vez que a estratégia de *asset rotation* e o crescimento nas redes no Brasil mais do que mitigaram a fraca hidraulicidade e o aumento dos custos financeiros nos 9M19.

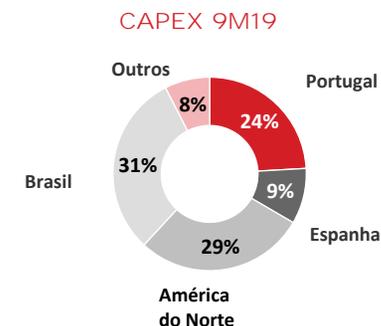
(* *Eventos não recorrentes*: (i) -€273M nos 9M18, incluindo a provisão relativa os aspectos inovatórios dos CMEC (-€195M), diferença entre o ajustamento final dos CMEC reconhecido a Dez-17 e o aprovado pelo Governo a Mai-18 (-€13M) e a contribuição extraordinária sobre o sector energético (-€65M); (ii) -€125M nos 9M19, relativos à provisão relativa a Fridão (-€59M) e a contribuição extraordinária sobre o sector energético (-€66M).

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

Actividade de Investimento



Invest. Operacional (€ Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19
Expansão	908	1.005	-10%	-97	283	217	505	389	244	312	351	
Renováveis	596	944	-37%	-348	278	202	465	365	158	226	212	
Redes	307	55	-	+253	5	11	39	19	63	108	136	
Outros	4	6	-32%	-2	1	4	1	5	23	(21)	3	
Manutenção	374	392	-5%	-18	85	144	163	245	100	169	105	
Renováveis	24	21	15%	+3	6	6	9	20	5	8	11	
Redes	251	253	-1%	-2	61	86	106	175	91	101	59	
Outros	98	118	-16%	-19	19	52	48	51	3	59	35	
Investim. Operacional Consolidado	1.281	1.397	-8%	-116	368	362	668	634	344	481	456	



Investimento Líquido Expansão (€ M)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Investim. Operacional Expansão	908	1.005	-10%	-97
Investim. Financeiro Líquido	432	83	422%	+349
Renováveis	415	-	-	-
Redes	-	-	-	-
Outros	16	-	-	-
Desinvestim. Financeiro Líquido	(983)	(90)	-993%	-893
Renováveis	(970)	-	-	-
Rotação de activos	(970)	-	-	-
Outros	-	-	-	-
Redes	-	-	-	-
Outros	(14)	-	-	-
Encaixe Parcerias Institucionais	(0)	(71)	100%	+71
Outros (1)	564	30	1791%	+534
Investimento Líq. de Expansão	920	957	-4%	-37

O investimento operacional consolidado totalizou €1.281m nos 9M19, 71% a expansão: 66% em renováveis e 34% no Brasil, principalmente em transmissão.

Os investimentos financeiros nos 9M19 incluem: (i) €272M investido em eólica *onshore* nos E.U.A e Canadá, onde vemos uma participação de 80% num portefólio de 0,5 GW em Dez-18 (*asset rotation* Dez-18'), mas onde assumimos os trabalhos de construção até ao comissionamento (199 MW no projecto Praire Queen já comissionados; 100 MW no projecto Nation Rise em construção); (ii) €114M de contribuições de capital para diversos projectos de eólica *offshore* em desenvolvimento (E.U.A., Reino Unido) e da construção de projectos de eólica *offshore floating* na fase pré-comercial em Portugal e França; (iii) €8M em posições minoritárias na construção da central hídrica San Gaban, no Peru.

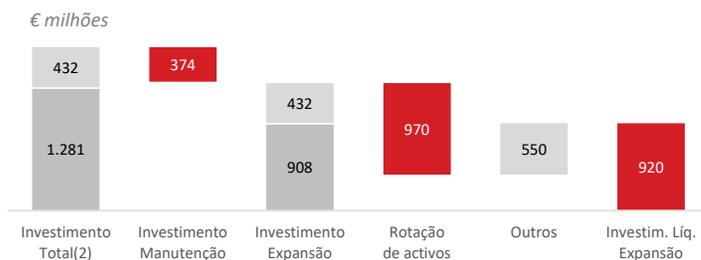
O investimento operacional de manutenção (€374M nos 9M19, incluindo €55M decorrentes da implementação da IFRS16) centrou-se sobretudo nas nossas redes reguladas na Península Ibérica e no Brasil (67% do total), com o objectivo de reduzir perdas (Brasil) e de implementar vários projectos de digitalização (Península Ibérica).

O investimento em expansão (incluindo investimentos financeiros) concentrou-se nas renováveis e nas redes no Brasil: **1) €1.011M de investimento dedicado a nova capacidade renovável (75% do total)**, distribuído entre a América do Norte (70%), Europa (27%) e América Latina (3%). (Detalhes na página 10). **2) €307M de investimento em redes (Brasil)**, dedicado à implementação de linhas de transmissão (€259M na construção das linhas 11 e 07, ambas no Maranhão, com taxas de execução de 78% e 16%, respectivamente) e à expansão da rede de distribuição (€49M).

O desinvestimento financeiro nos 9M19 foi principalmente impactado pelo encaixe de €970M decorrente da estratégia de *asset rotation*, nomeadamente com a venda da nossa posição líquida de 491 MW num portefólio de 997 MW de energia eólica na Europa (€0,8 MM); e com o encaixe de parceria institucional nos EUA relacionado com o projecto Praire Queen (construção concluída no 3T19).

Em conclusão, o investimento líquido de expansão totalizou €920M nos 9M19. A maior parte deste valor (c65%) foi dedicado às renováveis, sobretudo à energia eólica. O investimento líquido de expansão inclui um efeito de +€553M de pagamentos a fornecedores de activos fixos, (principalmente eólicos), mudanças no perímetro de consolidação e outros parcialmente relacionados com as transacções de *asset rotation* acordadas.

Actividade de investimento 9M19



(1) Inclui Variações no Fundo de Maneio relacionado com Fornecedores de Imobilizado, alterações de perímetro de consolidação, efeitos de reclassificação de ganho *asset rotation* e outros; (2) Inclui Investimento operacional e financeiro.

Cash Flow Consolidado (€ Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	9.098	10.244	-11%	-1.145
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	1.084	905	20%	+179
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(7.537)	(8.604)	12%	+1.067
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(619)	(356)	-74%	-263
Fluxo gerado pelas operações	2.026	2.188	-7%	-162
Receb./ (pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(184)	(66)	-180%	-118
Fluxo das Actividades Operacionais	1.842	2.122	-13%	-280
Fluxo das Actividades de Investimento	(1.177)	(1.437)	18%	+260
Fluxo das Actividades de Financiamento	(790)	(2.108)	62%	+1.317
Variação de caixa e seus equivalentes	(125)	(1.422)	91%	+1.297
Efeito das diferenças de câmbio	(6)	(58)	90%	+52
Variação da Dívida Líquida (€ Milhões)				
Fluxo Recorrente de Actividades Operacionais (1)	1.880	2.060	-9%	-181
EBITDA recorrente	2.661	2.428	10%	+233
Investim Fundo de Maneio, Impostos e Outros	(782)	(368)	-112%	-413
Investimento Operacional em Manutenção (2)	(469)	(415)	-13%	-54
Juros financeiros líquidos pagos	(426)	(416)	-2%	-10
Pagamentos a Parc. Institucionais EUA	(73)	(120)	39%	+47
Outros	75	(129)	-	+204
Fluxo de Caixa Orgânico Recorrente	987	981	1%	+7
Expansão	(920)	(957)	4%	+37
Capex de Expansão	(908)	(1.005)	10%	+97
Recebimentos de Rotação de Activos	970	40	2309%	+930
Aquisições e alienações	(45)	-	-	-45
Outros Inv. Financ. Líq. (excl. Rotação de activos)	(373)	(33)	-1031%	-340
Recebimentos de Parcerias Institucionais nos EUA	0	71	-100%	-71
Outros	(564)	(30)	-1791%	-534
Variação de Activos Regulatórios	(87)	209	-	-296
Dividendos pagos a Accionistas EDP	(691)	(691)	0%	-0
Variações Cambiais	(131)	5	-	-136
Outros (Incluindo efeitos não recorrentes)	552	(149)	-	+701
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(290)	(603)	52%	+312
Fundos Gerados pelas Operações (€ Milhões)				
EBITDA	2.661	2.410	10%	+251
Imposto corrente	(84)	(158)	47%	+74
Juros financeiros líquidos	(458)	(440)	-4%	-18
Resultados de associadas e dividendos	2	(11)	-	+13
Ajustamentos a FFO	(172)	(181)	5%	+9
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	1.949	1.621	20%	+328

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

O fluxo de caixa orgânico recorrente atingiu quase €1,0 MM nos 9M19 (+1% em termos homólogos), dado que o impacto negativo das condições meteorológicas adversas neste período (anulando c€0,2 MM de geração de caixa, líquido de impostos) foi compensado pelo ganho de €0,2 MM decorrente de *asset rotation* (incluída em 'Outros'). O fluxo de caixa orgânico recorrente traduz os fluxos de caixa gerados e disponíveis para cumprir a estratégia de EDP em termos de crescimento sustentável, redução de dívida e remuneração de accionistas (dividendos). O investimento operacional de manutenção (incluindo pagamentos a fornecedores de activos fixos) totalizou €469M no período, principalmente relacionado com o negócio das redes e com pagamentos a fornecedores de activos fixos mais altos em termos homólogos.

A actividade líquida de investimento em expansão totalizou €920M nos 9M19, sendo c65% do total dedicado às renováveis e a maior parte do restante à transmissão no Brasil. (Detalhes na página 5).

Os activos regulatórios aumentaram €87M nos 9M19, suportados por Portugal e reflectindo novos desvios de custos do sistema face aos pressupostos estabelecidos pelo regulador na proposta de tarifas para 2019. Adicionalmente, refira-se que o diferimento do sobrecusto na produção em regime especial gerado no sistema nos 9M19 foi integralmente vendido pela EDP no 2T19.

A 15 de Maio de 2019, a EDP pagou o seu dividendo anual totalizando €691M (€0,19 por acção), em linha com o ano anterior.

As variações cambiais resultaram num aumento de €0,1 MM no valor líquido da dívida financeira nos 9M19, justificado principalmente pela apreciação do USD face ao Euro (+5% nos 9M19 para 1,09).

A rubrica **Outros** inclui +€0,5 MM relativos a 50% de componente *equity* atribuído pelas agências de rating de crédito ao novo híbrido emitido em Jan-19 (€1 MM) e o impacto líquido imaterial de efeitos não-recorrentes nos 9M19 (+€0,05 MM), incluindo uma contribuição extraordinária para o fundo de cuidados médicos dos colaboradores (-€0,07 MM) e itens relacionados com o défice tarifário (impacto do pagamento de impostos relativos a vendas do défice em 2018, no valor de -€0,14 MM, e da venda da porção de 4T19 do diferimento do sobrecusto do regime especial em 2019, no valor de +€0,26 MM).

Em conclusão, a dívida líquida aumentou €0,3 MM nos 9M19, para €13,8 MM a Set-19, reflexo da actividade de expansão focada em redes e renováveis, enquanto o encaixe da transacção de *asset rotation* anunciada em Jul-19 (+€0,3 MM) é esperado no 4T19.

Os Fundos Gerados pelas Operações (FGO) subiu 20% vs. 9M18, totalizando €1.949M nos 9M19, sobretudo devido ao aumento do EBITDA (Detalhes na página 3) e à redução nos impostos correntes.

Posição Financeira Consolidada



Activo (€ Milhões)	Set vs. Dez		Δ Abs.
	Set-19	Dez-18	
Activos fixos tangíveis	21.570	22.708	-1.138
Activos sob direito de uso	851	-	+851
Activos intangíveis	4.297	4.737	-440
Goodwill	2.143	2.251	-108
Inv. Financeiros, Activos p/ venda (Detalhe pág 27)	1.427	963	+465
Impostos, correntes e diferidos	1.538	1.560	-22
Inventário	380	342	+38
Outros activos, líquido	7.689	7.071	+619
Depósitos colaterais	183	193	-10
Caixa e equivalentes de caixa	1.672	1.803	-131
Total do Activo	41.751	41.627	+124

Capital Próprio (€ Milhões)	Set-19		Dez-18		Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.895	8.968	-73		
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	3.776	3.932	-156		
Total do Capital Próprio	12.672	12.900	-229		

Passivo (€ Milhões)	Set-19		Dez-18		Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	16.774	16.085	+689		
Médio e longo prazo	13.798	13.462	+335		
Curto prazo	2.977	2.623	+354		
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.228	1.407	-180		
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.208	1.269	-61		
Provisões	1.033	1.018	+15		
Impostos, correntes e diferidos	1.028	1.238	-211		
Proveitos diferidos de invest. institucionais	996	962	+34		
Outros passivos, líquido	6.812	6.746	+66		
Total do Passivo	29.079	28.727	+353		

Total do Capital Próprio e Passivo	41.751	41.627	+124
---	---------------	---------------	-------------

Benefícios aos Empregados (€ Milhões)	Set-19		Dez-18		Δ Abs.
Benefícios aos Empregados (antes de impostos)	1.228	1.407	-180		
Pensões	572	759	-188		
Actos médicos e outros	656	648	+8		
Impostos diferidos s/ Benefícios Empregados (-)	-359	-422	+62		
Benefícios aos Empregados (líq. imposto)	868	985	-117		

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ Milhões)	Set-19		Dez-18		Δ Abs.
Activos Regulatórios	388	287	+101		
Portugal	373	216	+156		
Brasil(1)	15	71	-56		
Ajustamento "Fair value" (+)	-	-	-		
Impostos diferidos s/ Rec. Fut. Activ. Regul. (-)	-117	-68	-49		
Receb. Futuros da Actividade Regulada (líq. imposto)	271	219	+51		

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminui €1,6 MM vs. Dez-18 para €25,9 MM a Set-19, impactado principalmente pelo desreconhecimento (-€1,2 MM) de um portefólio de activos eólicos na Europa e no Brasil anunciado no início deste ano e pela transferência de €0,3 MM para 'Outros activos, líquidos' relacionados com o projecto hídrico Fridão. Estes efeitos foram em parte mitigados por: (i) a actividade de construção; (ii) o efeito positivo do Dólar Americano (+6%) e Real Brasileiro (+3%) face ao Euro. A Set-19, o imobilizado em curso atingiu €1,8 MM (7% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis consolidado): 72% proveniente da EDPR, 3% da EDP Brasil e 25% ao nível da EDP.

A adopção da IFRS 16, no dia 1 de Janeiro de 2019, resultou em €0,75 MM reconhecidos contabilisticamente com '**Activos sob o direito de uso**', em contrapartida de passivo sob 'Outros passivos, líquido'. O valor actual de €0,9 MM resulta do decorrer normal da actividade.

Os investimentos financeiros e activos detidos para venda líquidos de passivos aumentaram €0,5 MM vs. Dez-18, devido ao reconhecimento na conta 'Activos detidos para venda' da *asset rotation*, anunciada em Julho, no Brasil (+€0,2 MM), e dos activos eólicos *offshore* respeitantes ao âmbito estratégico de entendimento com a Engie (+€0,2 MM). (Detalhes na página 27).

Os impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos aumentaram €0,2 MM vs. Dez-18, para €0,5 MM a Set-19. O montante em '**Outros activos, líquido**' sofreu um aumento de €0,6 MM vs. Dez-18 para €7,7 MM a Set-19, suportado principalmente pela transacção de *asset rotation* anunciada em Abril e pelo efeito já referido relativo ao projecto hídrico de Fridão. De salientar que a rubrica 'Outros activos (líquidos)' inclui €0,14 MM a receber da venda da Naturgas Distribución.

Os capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP diminuíram €0,1 MM, para €8,9 MM a Set-19, reflectindo por um lado o efeito positivo do resultado líquido do período e das taxas de câmbio e, por outro lado, o pagamento do dividendo anual aos accionistas. **Os interesses não controláveis** caíram €0,16 MM, espelhando fortemente o efeito da transacção de *asset rotation* anunciada em Abril.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** caiu €0,2 MM face a Dez-18 para €1,2 MM a Set-19 (**€0,9 MM, líquido de impostos**), na sequência do pagamento recorrente de benefícios e actos médicos nos 9M19, e de uma contribuição extraordinária de €65M para o fundo de pensões no 1T19.

O passivo relativo a parcerias institucionais líquido de proveitos diferidos diminuiu €0,1 MM face a Dez-18, para €1,2 MM, reflectindo os benefícios utilizados pelos parceiros de *tax equity* durante o período e que mitigaram a apreciação do valor do USD face ao EUR.

As **Provisões** a Set-19 incluem o aumento relacionado com o projecto hídrico Fridão (+€87M), mitigado pela redução das provisões relacionadas com o desmantelamento dos parques eólicos envolvidos na transacção de *asset rotation* anunciada em Abril.

Outros passivos (líquidos) aumentaram €0,1 MM face a Dez-18, principalmente devido ao a adopção da IFRS 16 (€0,74 MM). Estes efeitos foram atenuados pela redução de passivos a fornecedores de equipamentos (-€0,6 MM), relacionado com o pagamento de Capex, após a conclusão de vários projectos eólicos nos trimestres anteriores.

O montante total nominal de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** aumentou €0,1 MM vs. Dez-18, para €388M a Set-19 (**€271M líquidos de impostos**), explicado sobretudo por Portugal. Nos 9M19, a dívida do sistema eléctrico português manteve a tendência de decréscimo (-€160M), actualmente em €3,68 MM.

(1) Não considera o montante relativo ao impacto da exclusão do ICMS do cálculo do PIS/COFINS de anos anteriores, na EDP Espírito Santo (R\$752 MM), porque o recebível (reconhecido sob activo por impostos a receber) é considerado um *pass-through* para a tarifa.

Dívida Financeira Líquida

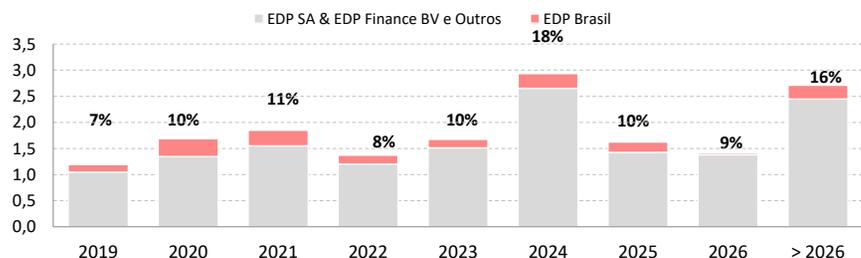
Dívida Financeira Líquida (€ Milhões)	Set-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
Dívida Financeira Nominal	16.457	15.766	4%	+691
EDP S.A. e EDP Finance BV	13.842	13.228	5%	+614
EDP Renováveis	717	882	-19%	-165
EDP Brasil	1.898	1.656	15%	+242
Juros da dívida a liquidar	230	258	-11%	-28
"Fair Value"(cobertura dívida)	87	61	43%	+26
Derivados associados com dívida (2)	(124)	(116)	-7%	-8
Depósitos colaterais associados com dívida	(183)	(193)	5%	+10
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(895)	(391)	-129%	-504
Dívida Financeira	15.572	15.385	1%	+187
Caixa e Equivalentes	1.672	1.803	-7%	-131
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	584	922	-37%	-338
EDP Renováveis	534	386	39%	+148
EDP Brasil	554	496	12%	+59
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	129	102	27%	+27
Dívida líquida do Grupo EDP	13.770	13.480	2%	+290

Linhas de Crédito a Jun-19 (€ Milhões)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	75	1	75	Jul-21
Linha Crédito "Revolving"	3.300	24	3.300	Oct-24
Linha Crédito "Revolving"	2.240	17	2.240	Mar-24
Linhas Crédito Domésticas	256	7	256	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	50	1	50	2021
Total Linhas Crédito	5.921		5.921	

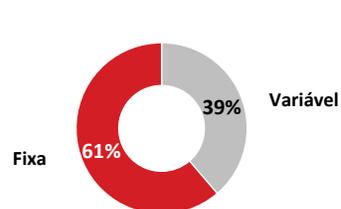
Ratings da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BBB-/Stable/A-3	Baa3/Stable/P3	BBB-/Stable/F3
Ultimo Relatório de Rating	15/04/2019	03/04/2017	05/12/2018

Rácios de Dívida	Set-19	Dez-18
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios (3)	3,8x	4,0x

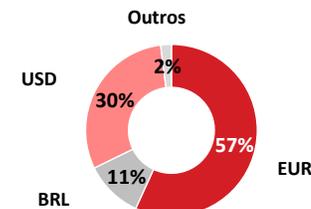
Maturidade da dívida (€MM) a Set-19 (1)



Dívida por tipo de taxa juro (1) - Set-19



Dívida por tipo de moeda (1) (2) - Set-19



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 garantia das necessidades de refinanciamento com pelo menos 12-24 meses de antecedência são princípios que continuam a fazer parte da estratégia de financiamento da empresa.

Em Abr-19, a **S&P** reafirmou a notação de rating da EDP em "BBB- ", com Outlook 'Estável' devido à expectativa de uma melhoria do desempenho operacional e alienação de activos em linha com o nosso Strategic Update. Em Abr-19, a **Moody's** completou uma revisão periódica na qual a adequação da notação de rating foi avaliada. A agência de rating manteve a notação de rating da EDP em "Baa3" com Outlook 'Estável'. Em Dez-18, a **Fitch** reafirmou a notação de rating da EDP em "BBB- ", com Outlook 'Estável'.

No que se refere às **principais operações de refinanciamento em 2019**: Em Jan-19, a EDP estendeu a maturidade de €2.095 M do "RCF" de €2.240 M até Mar-24 (excepto €145 M que expiram em Mar-23) e emitiu €1.000M de dívida *green* subordinada com uma *yield* de 4,5% e maturidade em 2079. Em Ago-19, a EDP estendeu a maturidade de €3.295 M do "RCF" de €3.300 M até Out-24. Em Set-19, a EDP emitiu €600 M de dívida *green* com maturidade em 7 anos e *yield* recorde de 0,4%.

O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais aumentou 5 p.p., atingindo 86% a Set-19, enquanto o remanescente da dívida foi angariado essencialmente através de empréstimos bancários. **As necessidades de refinanciamento para 2019** ascendem a €1,2 MM, dos quais €0,7 MM em obrigações e €0,5 MM em empréstimos bancários. **Em 2020 e 2021**, as necessidades de refinanciamento totalizam aproximadamente €3,5 MM. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizavam €7,7 MM a Set-19. Adicionalmente, durante o 1S19, a EDP realizou duas vendas de défice tarifário em Portugal por €1,1 MM.

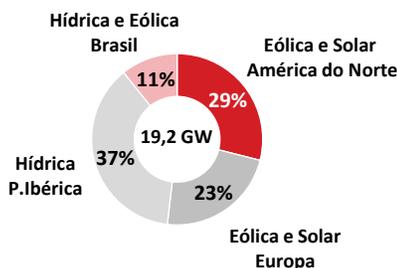
(1) Valor Nominal, incl. 100% das obrig. híbridas; (2) Fair-value de derivativos relacionados com a cobertura de dívida, incluindo juros corridos; (3) Com base EBITDA recorrente últimos 12 meses e classificação das obrig. híbridas como capital em 50% (incl juros).



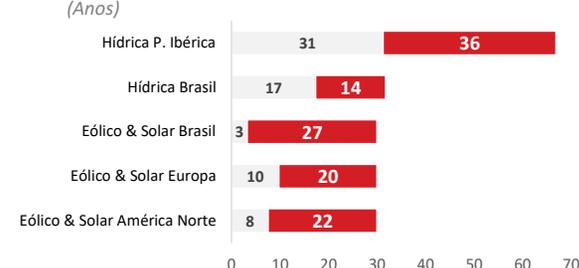
Segmentos de Negócio

Capacidade Instalada (MW)	Set-19	Δ YTD	YoY			Sob Construção
			Δ Abs.	Construído	Vendido	
EBITDA MW	19.210	-884	-683	+948	-1.631	+834
Eólica e Solar	10.425	-876	-448	+948	-1.396	+834
EUA	5.332	-	+199	+598	-399	+580
Canadá	30	-	-	-	-	+100
México	200	-	-	-	-	-
América do Norte	5.562	-	+199	+598	-399	+680
Espanha	1.969	-343	-319	+29	-348	+24
Portugal	1.164	-144	-115	+76	-191	-
França	53	-368	-369	+19	-388	+63
Bélgica	0	-71	-71	-	-71	+10
Polónia	418	-	-	-	-	+58
Roménia	521	-	-	-	-	-
Itália	271	+50	+89	+89	-	-
Europa	4.396	-876	-784	+213	-997	+154
Brasil	467	-	+137	+137	-	-
Hídrica	8.785	-8	-235	-	-235	-
P.Ibérica	7.186	-8	-103	-	-103	-
Brasil	1.599	-	-132	-	-132	-
MW Equity	962	52	+92	+92	-	+408
Eólica onshore & Solar	411	40	+80	+80	-	-
EUA	259	40	+80	+80	-	-
Espanha	152	-	-	-	-	-
Eólica offshore	0	-	-	-	-	+330
Hídrica	551	12	+12	+12	-	+78
Latam	551	12	+12	+12	-	+78

Capacidade Instalada EBITDA MW- Set-19



Vida média e Vida residual dos activos (Anos)



A capacidade instalada das renováveis representa **74%** da nossa capacidade total, ou seja a **20,2 GW** (incluindo MW Equity).

Nos últimos 12 meses, adicionámos **948 MW** de capacidade eólica globalmente. Por outro lado, vendemos:

- i) Uma participação de 80% num projecto de 499 MW na América do Norte, em Dez-18. Consequentemente, o nosso EBITDA MW desceu para 399 MW (Meadow Lake VI e Praire Queen), enquanto que o nosso portefólio de posições minoritárias cresceu 80 MW (participação de 20% retida);
- ii) Uma participação de 51% num projecto de 997 MW em operação na Europa, em Jul-19 (388 MW em França, 348 MW em Espanha, 191 MW em Portugal e 71 MW na Bélgica), levando à desconsolidação total da capacidade de EBITDA MW.

Actualmente, temos **CAEs** para **4,9 GW** (+2,4 GW vs. Dez-18) para suportar instalações em 2019-22, representando cerca de **70%** do nosso objectivo de aumento da capacidade renovável no portefólio. Os CAEs assinados estão alocados à América do Norte (1,4 GW), Europa (0,3 GW), LatAm (0,6 GW) e os restantes alocados à eólica *offshore* e novas geografias.

Nos **9M19**, a nossa capacidade renovável em desenvolvimento **totalizou 1,2 GW de energia eólica e solar**, incluindo a capacidade atribuída aos 316 MW no Moray East e aos 14 MW no Windplus *floating offshore* (MW Equity).

Na **América do Norte**, temos neste momento 680 MW em construção incluindo: i) a construção para deter de 125 MW em Timber Road IV e 205 MW em Bright Stalk, 200 MW em Broadlands, do qual uma parte deverá estar comissionada no 4T19; ii) a construção de 100 MW em Nation Rise (Canada) para transferir na sequência da alienação da participação de 80%, na qual a EDP manteve o compromisso de finalizar a sua construção.

Na **Europa**, estão 154 MW de eólica *onshore* em construção, onde 24 MW destinam-se à repotenciação de turbinas em Espanha.

As **hídricas** compreendem 7,186 MW na Península Ibérica (dos quais c. 40% com capacidade de bombagem) e 1,599 MW no Brasil, após a venda de algumas pequenas hídricas no 4Q18, tanto em Portugal como no Brasil (250 MW). Finalmente, na América Latina, detemos posições em três centrais hídricas (Jari, Cachoeira-Caldeirão e S. Manoel, todas no Brasil) e uma no Peru (San Gaban, 78 MW líquidos).

Em conclusão, os **investimentos líquidos de expansão** atingiram €585M devido principalmente ao encaixe da transacção de *asset rotation* na Europa e dos fluxos de caixa relacionados com as parcerias institucionais do Prairie Queen (+€190M). O **investimento financeiro de expansão** prendeu-se maioritariamente com os projectos na América do Norte (~61%), e na Europa (~35%). Os **investimentos financeiros** são despesas relacionadas com o projecto Prairie Queen e Nation Rise (~€272M), eólica *offshore* (~€114M) e San Gaban (~€8M). Por último, o impacto de €544M, está relacionado com pagamentos a **fornecedores de activos fixos** (principalmente eólica) e **mudanças no perímetro de consolidação** (relativo ao negócio de asset rotation na Europa).

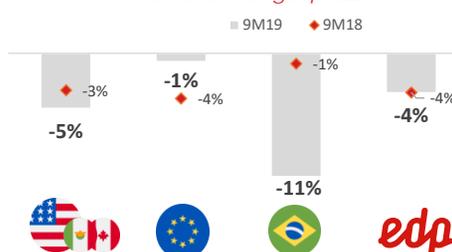
Investimento de expansão (€ Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Investimento expansão	596	944	-37%	-349
América do Norte	366	537	-32%	-172
Europa	211	276	-23%	-65
Brasil & Outros	19	131	-86%	-112
Investimentos Financeiros	415	-	-	-
Encaixe de Parcerias institucionais	0	-	-	-
Encaixe Rotação de Activos	-970	-	-	-
Outros (1)	544	-	-	-
Inv. Líquido em Expansão	585	-	-	-
Investimento de manutenção (€ M)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
P. Ibérica	22	18	25%	+4
Brasil	2	3	-37%	-1
Investimento de manutenção	24	21	15%	+3

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

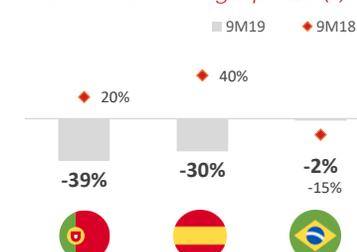
Renováveis: Performance Financeira

Demonst. de Resultados (€ Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.768	1.901	-7%	-133
OPEX	403	422	-5%	-20
Outros custos operac. (líq.)	-297	-67	-340%	-229
Custos Operacionais Líq.	106	355	-70%	-249
EBITDA	1.662	1.546	7%	+116
Amortizações, impar.; Provisões	690	773	-11%	-83
EBIT	972	773	26%	+199

Recursos eólicos 9M19 vs. Média de longo-prazo



Recursos hídricos 9M19 vs. Média de longo-prazo (1)



EBITDA (€ Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	1.218	869	40%	+349
América do Norte	456	411	11%	+45
Europa	740	457	62%	+282
Brasil & Outros	23	1	3744%	+22
Hídrica	443	676	-34%	-233
P.Ibérica	314	526	-40%	-212
Brasil	129	150	-14%	-21
EBITDA	1.662	1.546	7%	+116

Nos 9M19, o EBITDA subiu 7% em termos homólogos para €1,662M, reflexo dos ganhos com a nossa estratégia de crescimento que combina a expansão do portefólio (+€75M de EBITDA) com a estratégia de asset rotation (+€226M de ganhos de capital), que foram parcialmente mitigados pelas consequências de recursos hídricos abaixo da média em Portugal (-€0,25 MM) e produção eólica abaixo da média (-€40M). O efeito global do câmbio foi positivo em +€22M.

O EBITDA da produção solar e eólica ascendeu a €1,218M (+40% face a 9M18), apoiado pelos ganhos de capital com as transacções de asset rotation na Europa (+€226M), benefícios da expansão de portefólio (+€75M em termos homólogos), preços médios de venda mais elevados (+€48M) e a implementação da IFRS 16 (+€34M). Adicionalmente, o EBITDA da energia eólica e solar foi também impactado pela desconsolidação dos activos do asset rotation na Europa (-€33M de perda de EBITDA nos 9M18). Finalmente, a evolução do EBITDA também reflectiu a expiração de incentivos a 10 anos em alguns projetos (-€28M face ao homólogo), tendo sido parcialmente compensada pelo impacto cambial positivo (+€23M).

O recuo de 34% no EBITDA da Hídrica para €443M deveu-se sobretudo a recursos hídricos extremamente fracos na Península Ibérica, sendo parcialmente compensado por resultados positivos de *hedging*. Adicionalmente, o EBITDA foi também impactado pela alienação das mini-hídricas (-€40M perda de EBITDA nos 9M18) em Portugal e no Brasil ao longo do 4T18.

O desempenho dos custos operacionais nas renováveis (-5% em termos homólogos) reflectiu um rigoroso controlo de despesas e uma bem-sucedida implementação de programas de redução de custos em curso na Península Ibérica e no Brasil. Na produção solar e eólica, os custos operacionais por MW médio caíram para €29,3K (-6% face aos 9M18) antes do ajustamento para a IFRS 16 (€+23M em termos homólogos). Considerando impactos adicionais (IFRS 16, custos de *offshore*, não recorrentes e câmbio), os custos operacionais por MW médio fica estável a 0% em termos homólogos.

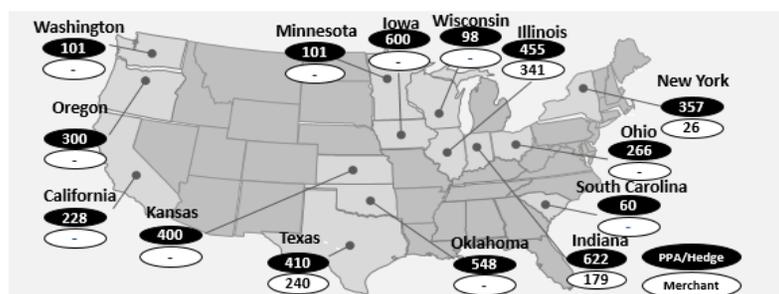
Outros custos operacionais líquidos, representaram uma receita de €297M nos 9M19, incluem os ganhos de capital com a transacção de *asset rotation* (+€226M) anunciada em Abr-19. Impostos de geração reduziram €20M face ao período homólogo, devido à suspensão de 6 meses até ao 1T19 mas que também foram parcialmente compensadas por uma receita PTC inferior devido à expiração do incentivo nos projectos existentes (-€27M em termos homólogos).

Produção (GWh)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	21.893	20.667	6%	+1.226
Hídrica	8.883	14.868	-40%	-5.984
P.Ibérica	5.853	10.758	-46%	-4.905
Brasil	3.030	4.109	-26%	-1.079
Total produção	30.776	35.534	-13%	-4.758

Core OPEX/Média MW	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	29,3	31,2	-6%	-1,8
Hídrica				
P.Ibérica	8,9	9,2	-4%	-0,4
Brasil	10,2	12,8	-20%	-2,6

(1) No Brasil, o Generation Scale Factor ("GSF"), reflecte o total (real) de produção, contabilizado como proporção do volume total de Garantia Física no sistema (quando a volatilidade é elevada numa base trimestral).

EUA: MW EBITDA por mercado - Set-19



Na América do Norte, a capacidade instalada (5.562 EBITDA MW) é 98% eólica e o remanescente solar (90 MW). Adicionalmente, detemos 259 MW (+44% em termos homólogos, após a inauguração do projecto de 40 MW Prairie Queen em Ago-19) de capacidade **através de posições minoritárias em projectos eólicos**. Nos 9M19, 84% do total de capacidade instalada no Norte da América está ao abrigo de contratos a longo prazo (CAEs/Hedge).

A **produção eléctrica** subiu 4% face ao período homólogo reflectindo principalmente um aumento na capacidade instalada média (+4% em termos homólogos) apesar dos recursos eólicos terem sido mais fracos em média (-5% vs. média de longo prazo nos 9M19; -3% vs. média de longo prazo nos 9M18) e factores médios de utilização. A melhoria da eolicidade esteve concentrada na região Este dado que as regiões Central e Oeste experienciaram recursos mais fracos.

A **margem bruta ajustada** cresceu para USD 700M (+4% em termos homólogos) nos 9M19, reflectindo o aumento da produção bem como uma subida de 1% no **preço médio de venda**, apoiada por uma evolução positiva do preço em todas as geografias e pelo efeito cambial.

Os créditos fiscais à produção (PTC) e outros recuaram para USD 152M (-8% em termos homólogos), devido sobretudo à queda nos proveitos com PTCs. Ainda assim, a expiração dos incentivos de 10 anos em alguns projetos (-USD 32M face ao período homólogo) foi parcialmente compensada pelo estabelecimento de novas parcerias (+USD 16M em termos homólogos).

Dados operacionais	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	5.562	5.363	4%	+199
EUA CAE/Hedge	4.546	4.340	5%	+207
EUA Mercado	786	793	-1%	-7
Canadá	30	30	0%	-
México	200	200	0%	-
Factor médio de utilização (%)	33%	34%	-2%	-1 p.p.
EUA	33%	33%	-1%	0 p.p.
Canadá	26%	27%	-3%	-1 p.p.
México	43%	42%	3%	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	12.058	11.575	4%	+484
EUA	11.443	10.977	4%	+467
Canadá	51	53	-3%	-1
México	564	545	3%	+18
Preço médio de venda (USD/MWh)	46	46	1%	+0,5
EUA	45	44	2%	+1
Canadá (\$CAD/MWh)	147	146	1%	+1
México	65	64	1%	+1
EUR/USD - Taxa média do período	1,12	1,19	6%	-0,07
Dados Financeiros (USD Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta Ajustada	700	675	4%	+25
Margem Bruta	548	510	8%	+38
Receitas PTC & Outras	152	165	-8%	-14
EBITDA	512	476	8%	+36
EBIT	247	235	5%	+12
Participações minoritárias (USD Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW Equity)	259	179	44%	+80
Equivalências patrimoniais em JV e associadas	-1	-3	53%	+1



- 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 (\$25/MWh em 2019)
 - 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 (Alberta)



- Leilões tecnologicamente neutros em que os licitadores oferecem um pacote de preços globais para 3 diferentes produtos (capacidade, produção de electricidade e CVs)
- Projecto EDPR: contrato bilateral de fornecimento de electricidade em regime de autoabastecimento por um período de 25 anos

Dados operacionais	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	10.319	10.880	-5%	-561
Eólica e Solar	3.133	3.591	-13%	-459
Espanha	1.969	2.312	-15%	-343
Portugal	1.164	1.280	-9%	-115
Hídrica	7.186	7.288	-1%	-103
Factor médio de utilização (%)				
Eólica e Solar				
Espanha	27%	26%	6%	1 p.p.
Portugal	26%	26%	0%	0 p.p.
Hídrica	12%	23%	-45%	-10 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	11.942	16.651	-28%	-4.710
Eólica & Solar	6.089	5.893	3%	+196
Espanha	3.902	3.760	4%	+142
Portugal	2.187	2.133	3%	+54
Hídrica	5.853	10.758	-46%	-4.905
Produção líquida	4.953	9.937	-50%	-4.984
Bombagem	900	821	10%	+79
Preço médio de venda (€/MWh)				
Eólica e Solar				
Espanha	74	71	4%	+3
Portugal	93	94	-1%	-1
Hídrica	61	59	3%	+2

Dados Financeiros (€ Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	886	1.098	-19%	-212
Eólica & Solar (1)	492	467	5%	+25
Espanha	289	267	8%	+22
Portugal	204	200	2%	+3
Hídrica	394	631	-38%	-237
EBITDA	922	869	6%	+53
Eólica & Solar (1)	607	343	77%	+265
Hídrica	314	526	-40%	-212
EBIT	572	411	39%	+160
Eólica & Solar (1)	484	222	118%	+262
Hídrica	87	189	-54%	-102

Participações minoritárias (€ Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW Equity)	152	152	0%	-
Equivalências patrimoniais em JV e associadas	4,1	3,6	15%	+1

A capacidade instalada na Península Ibérica (10,3 GW) divide-se entre capacidade eólica (~30%) e capacidade hídrica (70%), após a desconsolidação de 348 MW em Espanha e 191 MW em Portugal resultante da venda da participação de aproximadamente 51% num portefólio de activos eólicos Europeus.

Em Portugal, a margem bruta eólica e solar subiu 2% face ao período homólogo, refletindo um fator de disponibilidade mais elevado e um preço médio de venda superior apesar da menor capacidade média (-115 MW em termos homólogos). No 3T19, a EDP assegurou 142 MW no leilão português de energia solar português com uma tarifa *Feed-in* de €20,89/MWh. (COD estimado para 2022).

Em Espanha, a produção eólica avançou para 4 TWh (+4% face ao período homólogo), apoiado por recursos eólicos mais robustos, e pelo preço médio de venda que subiu 4% em termos homólogos, suportado por ajustes regulatórios e de *hedging* (+25% em termos homólogos). Como resultado, a margem bruta ascendeu a €289M (+8% face aos 9M18).

A margem bruta da atividade hídrica recuou para €394M (-38% em termos homólogos), explicada sobretudo por recursos hídricos extremamente fracos em Portugal (-4 TWh vs. média do longo prazo), que representa ~93% da margem bruta na P. Ibérica.

A hidraulicidade em Portugal foi particularmente fraca e abaixo da média de longo prazo (39% abaixo da média histórica), resultando numa descida na produção de 46% em termos homólogos. A actividade de bombagem aumentou 10% em termos homólogos, otimizando a produção das reservas mais escassas, com margens de bombagem estáveis na região dos €15/MWh. O preço médio de venda da produção hídrica aumentou 3% em termos homólogos, reflectindo o custo de produção da hídrica mais elevado, num prémio mais elevado para o preço da pool de €50/MWh (-10% em termos homólogos).

Relativamente a provisões não recorrentes: i) nos 9M19, contabilizámos uma provisão de €87M relativa aos montantes investidos no projecto hídrico Fridão, desde a atribuição da concessão; ii) nos 9M18, contabilizámos a parte correspondente às hídricas da provisão de €285M relativa à alegada sobrecompensação dos CMECs.



- Energia eólica construída até 2015 recebe preço da pool e um prémio por MW, se necessário, para atingir o retorno de 7,4% para o período 2016-2019
- Prémio calculado tendo por base activos de padrão (factor de utilização standard, produção e custos)
- Desde 2016, toda a capacidade renovável é atribuída através de leilões competitivos



- MWs do regime prévio: Tarifa *Feed-in* atualizada 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)
- Portfólio ENEOP: preço definido em concurso competitivo internacional, duração de 33 GWh de produção (por MW) até um limite de 15 anos (tarifa *Feed-in* com inflação) + 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
- Portfólio VENTINVEST: preço definido em leilão internacional e competitivo para 20 anos (ou os primeiros 44 GWh por MW) de €66/MWh

(1) Inclui ajustamentos de hedging

Dados operacionais	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	1.263	1.612	-22%	-349
Roménia	521	521	0%	-
Polónia	418	418	0%	-
França	53	421	-87%	-368
Itália	271	181	49%	+89
Bélgica	0	71	-	-71
Factor médio de utilização (%)	25%	23%	10%	2 p.p.
Roménia	24%	23%	8%	2 p.p.
Polónia	28%	23%	24%	5 p.p.
França	21%	22%	-5%	-1 p.p.
Itália	27%	26%	4%	1 p.p.
Bélgica	22%	19%	16%	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	2.488	2.363	5%	+125
Roménia	836	775	8%	+61
Polónia	775	627	24%	+148
França	420	597	-30%	-178
Itália	388	274	41%	+114
Bélgica	68	89	-23%	-20
Preço médio de venda (€/MWh)	79	74	7%	+5
Roménia (RON/MWh)	332	261	27%	+71
Polónia (PLN/MWh)	303	245	24%	+59
França	90	90	0%	-0
Itália	98	113	-14%	-16
Bélgica	106	105	1%	+1
Taxa de Câmbio - média do período				
EUR/PLN	4,30	4,25	-1%	+0,05
EUR/RON	4,74	4,65	-2%	+0,09

Dados Financeiros (€ Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	203	175	16%	+28
Roménia	63	43	47%	+20
Polónia	58	39	50%	+19
França & Bélgica	44	63	-29%	-18
Itália	37	30	23%	+7
EBITDA	173	120	44%	+53
EBIT	118	59	98%	+58

Nos mercados europeus fora da Península Ibérica, a capacidade instalada está fortemente concentrada em energia eólica (*onshore* 1.213 MW), mas também com alguma capacidade solar na Roménia (c. 50 MW). A nossa capacidade instalada média decresceu 349 MW para 1,3 GW por conta da desconsolidação da transacção de asset rotation na Europa em Abr-18.

A produção subiu para 2.488 GWh (+5% face ao período homólogo), impulsionado por recursos eólicos mais fortes (+3% vs. a média de longo-prazo) e um aumento do factor médio de utilização globalmente apesar de uma contribuição da capacidade média menor.

A margem bruta avançou para €203M, um crescimento significativo (+16% em termos homólogos), explicado pela combinação da recuperação de volume e preço de mercado na Europa de Leste (Polónia e Roménia) versus o mesmo período de 2018.



- Activos eólicos (instalados até 2013) recebem 2 CV/MWh até 2017 e 1 CV/MWh depois de 2017 e até completar 15 anos. Dos 2 CV, até Mar-2017, apenas 1 CV poderá ser vendido após Jan-2018 e até Dez-2025. Activos de energia solar recebem 6 CV/MWh durante 15 anos. Dos 6 CV, até Dez-2020, 2 CV podem ser vendidos apenas após Jan-2021 e até Dez-2030. Valor dos CV com limite superior e inferior (€35 / €29,4);
- 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 poderão ser negociados até Mar-2032.



- O preço da electricidade pode ser estabelecido por contratos bilaterais; Energia eólica recebe 1 CV/MWh transaccionável em mercado. As distribuidoras têm penalização (substitution fee) por incumprimento da obrigação de CV. Desde Set-17, a substitution fee é calculada como 125% do preço médio de mercado do CV do ano anterior e com limite superior de 300 PLN.



- 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, ajustados 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.



- Projectos em operação antes de 2013 recebem (durante 15 anos) preço de mercado + CV;
- Activos online desde 2013 adjudicados com um contrato de 20 anos através de leilões competitivos. De acordo com as regras do leilão, a electricidade produzida nestes parques eólicos é vendida em mercado com CfD.



- 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.

Dados Operacionais	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW EBITDA)	2.066	2.062	0%	+5
Eólica	467	331	41%	+137
Hídrica	1.599	1.731	-8%	-132
Factor médio de utilização (%)				
Eólica	41%	39%	3%	1 p.p.
Hídrica	29%	36%	-20%	-7 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	4.289	4.946	-13%	-657
Eólica	1.258	836	50%	+422
Hídrica	3.030	4.109	-26%	-1.079
Volumes hídricos vendidos - Brasil (GWh)	7.437	6.157	21%	+1.280
Contratada L.P. (CAE)	6.967	5.203	34%	+1.764
Outros	469	953	-51%	-484
Garantia Física de Hídrica (GWh)	4.690	5.347	-12%	-657
Preço médio de venda (R\$/MWh)				
Eólica	205	194	6%	+11
Hídrica	180	187	-4%	-7
Taxa de Câmbio - média do período				
EUR/BRL	4,37	4,29	-2%	+0,07

Dados Financeiros (R\$ milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	866	871	-1%	-5
Eólica	235	144	63%	+91
Hídrica	631	726	-13%	-96
Contratada L.P. (CAE)	1206	882	37%	+324
Impacto GSF (líqº de coberturas) & Outros	-576	-156	-269%	-420
EBITDA	747	767	-3%	-21
Eólica	175	108	62%	+67
Hídrica	572	659	-13%	-87
Lajeado	297	286	4%	+12
Peixe Angical	187	152	23%	+35
Outros	87	221	-61%	-134
EBIT	575	577	0%	-2

Participações minoritárias (R\$ milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW Equity)	551	539	2%	+12
Equiv. patrimoniais em JV e associadas	2	-17	-	+19

O **nosso portfólio de renováveis no Brasil** consiste em 2,1 GW de capacidade instalada em EBITDA MW: 1,599 MW em centrais hídricas e 467 MW em eólicas. Adicionalmente, a EDP tem participações em centrais hídricas que totalizam 551 MW.

A **produção hídrica** recuou 26% em termos homólogos, devido principalmente à venda das mini-hídricas, mas também a menores regimes de funcionamento.

A **margem bruta da hídrica** diminuiu 13% face ao período homólogo, reflectindo a estratégia de sazonalização, alocando uma maior quantidade de energia à segunda metade do ano (quando geralmente existe um défice de energia hídrica), em comparação com 9M18. A queda deveu-se também a um aumento da energia vendida através de contratos bilaterais e da venda das mini-hídricas no 3T18 (€22M). A energia hídrica vendida através de CAEs cresceu 34% em termos homólogos, com volumes maiores de Lajeado e Energest. Adicionalmente, o preço médio de venda da energia hídrica baixou 4%, penalizado pela central Peixe Angical, cuja energia é agora vendida integralmente no mercado livre.

A **produção eólica** cresceu 50% face ao período homólogo, sobretudo devido à inauguração de capacidade eólica no 4T18 (137 MW), o que também contribuiu para melhorar os regimes médios de funcionamento das eólicas. Consequentemente, a margem bruta das eólicas aumentou 63% em termos homólogos.

No total, a **margem bruta** manteve-se estável nos 9M19, explicada pelo efeito combinado de um fraco desempenho hídrico e de um aumento significativo da produção eólica.

Em Jul-19, anunciamos a venda total da participação no parque eólico Babilónia (+137 MW) por R\$1.2 MM cuja conclusão é esperada no 4T19.



Eólica & Solar:

- Capacidade instalada antiga sob o programa de Tarifa *Feed-in* ("PROINFA")
- Desde 2008, são atribuídos CAEs de 20 anos através de leilões competitivos

DR Operacional (€ Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.386	1.287	8%	+100
OPEX	428	437	-2%	-9
Outros custos operacionais (líquidos)	210	216	-2%	-5
Custos Operacionais Líquidos	638	652	-2%	-14
EBITDA	748	634	18%	+114
Amortizações, imparidades; Provisões	278	258	8%	+21
EBIT	470	377	25%	+94

O segmento das Redes Reguladas inclui as actividades de distribuição de energia em Portugal, em Espanha e no Brasil; a comercialização de último recurso (CUR) em Portugal; e a recente, actividade de transmissão no Brasil.

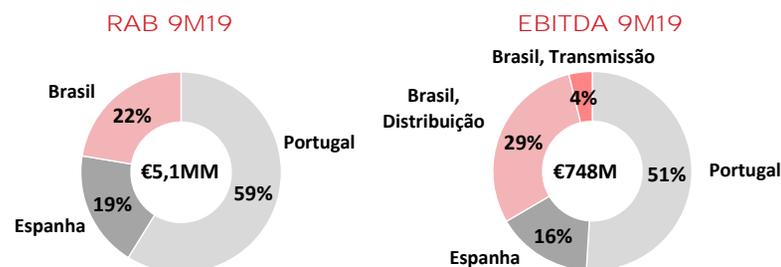
O crescimento de 18% em termos homólogos do EBITDA nos 9M19 (para €748 M, +€114 M em termos homólogos) foi impulsionado pelo Brasil, nomeadamente: (i) o resultado positivo da revisão regulatória das nossas distribuidoras que resultou num ganho de €59 M na actualização do valor residual dos activos das concessões, combinado com o aumento de 3% em termos homólogos na electricidade distribuída (+€12 M EBITDA); (ii) aceleração da actividade de transmissão (+€27 M de EBITDA), após a inauguração da 1ª linha de transmissão em Espírito Santo, em Dez-18. **Na Península Ibérica**, a evolução do EBITDA foi maioritariamente justificada pela trajectória de corte nos custos e de controlo rigoroso dos custos, ao mesmo tempo que a evolução da margem bruta reflecte o declínio das taxas de retorno em Portugal (-30 pb face ao período homólogo para 5,13%), em linha com as *yields* das obrigações da dívida Portuguesa a 10 anos.

OPEX & Capex performance	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (1)				
P. Ibérica (€ M)	272	288	-6%	-16
Brasil (R\$ M)	509	508	0%	+1
Custos controláveis				
P.Ibérica (€/ponto de ligação)	39	42	-6%	-3
Brasil (R\$/ponto de ligação)	146	149	-2%	-3

O OPEX subiu 2% face ao período homólogo para €428M, explicado principalmente pela P. Ibérica onde os custos controláveis caíram 6% em termos homólogos reflectindo esforços de redução de custos e um aumento do número de contadores inteligentes instalados. No Brasil, os custos controláveis por consumidor diminuíram 2%, em termos homólogos, devido ao aumento do número de colaboradores ao efeito da inflação na actualização dos salários. Este efeito foi parcialmente mitigado por um aumento de 2% da carteira de clientes, face ao período homólogo.

Empregados (#)	5.773	5.428	6%	+345
P.Ibérica	3.455	3.283	5%	+172
Brasil	2.318	2.145	8%	+173
Invest. operacional (2) (líq. de subs.) (€ M)	559	308	82%	+251
Portugal	176	130	35%	+46
Espanha	22	20	11%	+2
Brasil	361	158	-	+203
Distribuição	102	103	-1%	-1
Transmissão	259	55	-	+205
Rede de Distribuição ('000 Km) (3)	340	339	0%	+2
Portugal	227	226	0%	+0
Espanha	21	21	0%	+0
Brasil	93	92	1%	+1

O Capex nos 9M19 (€559M) inclui €307M dedicados a expansão, incluindo €259M relativos às novas linhas de transmissão em construção no Brasil (Lote 11 e 21 nos estados do Maranhão e de Santa Catarina, respectivamente) e €48M para o desenvolvimento das redes de distribuição no Brasil. O Capex de manutenção está relacionado com as redes de distribuição: (i) na P. Ibérica, inclui €31 M investidos na instalação de ~527k contadores inteligentes em Portugal, desde o início do ano, dos quais ~230k foram instalados no 3T19; (ii) no Brasil, inclui investimentos na melhoria das redes e redução de perdas de energia.



(1) FSE + Custos com pessoal; (2) Líquido de subsídios; (3) Relativo à distribuição

Distribuição de Electricidade & CUR em Portugal

DR Operacional (€ Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	810	818	-1%	-8
OPEX	244	261	-7%	-17
Rendas de concessão	196	193	1%	+3
Outros custos operacionais (líquidos)	-13	-5	-	-8
Custos Operacionais Líquidos	428	450	-5%	-22
EBITDA	382	368	4%	+14
Amortizações, imparidades; Provisões	200	189	6%	+11
EBIT	182	179	2%	+3

Desempenho Margem Bruta	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ Milhões)	810	818	-1%	-8
Regulada	802	811	-1%	-9
Não-regulada	8	7	17%	+1

Rede de Distribuição	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Proveitos regulados (€ Milhões)	778	783	-1%	-5
Electricidade distribuída (GWh)	33.795	34.480	-2%	-685
Pontos de ligação (mil)	6.269	6.217	1%	+52

Comercialização de Último Recurso	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Proveitos regulados (€ Milhões)	24	27	-13%	-4
Clientes fornecidos (mil)	1.055	1.147	-8%	-92
Electricidade vendida (GWh)	1.965	2.149	-9%	-185

Distribuição de Electricidade em Espanha

DR Operacional (€ Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	149	144	4%	+5
OPEX	42	41	2%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	-10	-5	-	-4
Custos Operacionais Líquidos	32	36	-10%	-4
EBITDA	117	108	8%	+9
Amortizações, imparidades; Provisões	27	22	19%	+4
EBIT	90	86	5%	+5

Desempenho Margem Bruta	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ Milhões)	149	144	4%	+5
Regulada	143	142	1%	+1
Não-regulada	6	2	237%	+4
Pontos de ligação (mil)	668	666	0%	+2
Electricidade distribuída (GWh)	6.266	6.998	-10%	-732

Distribuição de electricidade e CUR em Portugal

A 18-Dez-18, a ERSE apresentou as tarifas de electricidade para 2019, estipulando os **proveitos permitidos para 2019 de €1.060 M na distribuição de electricidade e €31 M no CUR.**

Nos 9M19, as receitas reguladas na actividade de distribuição de electricidade foram de €778 M (-€5 M em termos homólogos), traduzindo-se numa taxa de retorno implícita de 5,13% (vs. 5,42% assumidos pela ERSE para 2019, devido à redução das taxas de juro das OT's a 10 anos) sobre os activos de AT/MT.

O **volume de electricidade distribuída** caiu 1,6% nos 9M19, principalmente devido ao efeito negativo da temperatura (0,4%, ajustado por este efeito).

Na actividade do CUR (EDP SU), a margem bruta diminuiu €4 M, face aos 9M19, impactado pelo menor número de clientes fornecidos (-92 mil, face ao período homólogo), para cerca de 17% da quota de mercado em Portugal, concentrando-se sobretudo no segmento residencial.

Os **custos controláveis** recuaram 5% nos 9M19 (-€22 M face aos 9M18). Excluindo o impacto da IFRS 16, o Opex caiu 5% em termos homólogos, reflectindo um rígido controlo de custos, um menor número de reclamações, menor *switching* entre fornecedores de electricidade e maior percentagem de contagens remotas. Outros custos operacionais reflectem uma recuperação de receitas retroactivas, que é expectável que se normalize nos próximos trimestres.

Concluindo, o EBITDA aumentou 4% devido a uma melhoria ao nível dos custos operacionais: os custos controláveis por cliente diminuíram 7% face ao período homólogo (-€17 M).

A 15-Out-19, a ERSE apresentou a sua proposta de tarifas da electricidade para 2020. Para a actividade de operação da rede de distribuição, a ERSE propôs proveitos regulados de €1,030 milhões em 2020. Para a comercialização de último recurso, a ERSE propôs proveitos regulados de €32 milhões.

Distribuição de electricidade em Espanha

O **EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha** aumentou 8% (+€9M em termos homólogos).

É também de notar que o volume de electricidade distribuída em Espanha, caiu 10%, face ao período homólogo, penalizado pela evolução da produção de um grande cliente industrial.

Redes reguladas no Brasil



Taxa de Câmbio - Média do período	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
EUR/BRL	4,37	4,29	-2%	+0,07

DR Operacional (R\$ milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.857	1.386	34%	+471
OPEX	584	546	7%	+38
Outros custos operacionais (líquidos)	163	151	8%	+13
Custos Operacionais Líquidos	747	696	7%	+51
EBITDA	1.110	689	61%	+421
Amortizações, imparidades; Provisões	214	189	13%	+25
EBIT	896	501	79%	+395

Distribuição - Factores chave (R\$ Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Clientes Ligados (Milhares)	3.490	3.419	2,1%	+71
EDP São Paulo	1.914	1.872	2,3%	+42
EDP Espírito Santo	1.576	1.547	1,9%	+29
Electricidade Distribuída (GWh)	19.115	18.636	2,6%	+480
Clientes regulados	10.546	10.265	2,7%	+281
Clientes em mercado livre	8.570	8.371	2,4%	+199
Electricidade Vendida (GWh)	10.546	10.265	2,7%	+281
EDP São Paulo	5.943	5.910	0,6%	+33
EDP Espírito Santo	4.603	4.355	5,7%	+248
Perdas técnicas (% de electricidade distribuída)				
EDP São Paulo	5,6%	5,6%	0,6%	0 p.p.
EDP Espírito Santo	7,7%	7,7%	0,5%	-0,4 p.p.
Margem Bruta	1.721	1.374	25%	+347
Receitas reguladas	1.387	1.205	15%	+181
Outros	334	169	98%	+166
EBITDA	983	683	44%	+301
EDP São Paulo	476	342	39%	+135
EDP Espírito Santo	507	341	49%	+166

Transmissão - Factores Chave (R\$ Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	136	11	-	+125
EBITDA	127	6	-	+120
EBIT	126	6	-	+120

Participações minoritárias (R\$ Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Equiv. patrimoniais em JV e associadas	24	17	42%	+7

Foram recentemente aprovadas as revisões regulatórias para nossas duas concessões da rede de distribuição no Brasil, permitindo assim obter visibilidade sobre os retornos (8,1% RoRAB). Adicionalmente, o valor da Parcela B foi actualizado (+15% em termos homólogos), bem como a Base de Activos Regulada (+28% na EDP ES e +45% na EDP SP relativamente ao início do período regulatório anterior, que aconteceu em 2015 e 2016, respectivamente), reconhecendo assim os investimentos realizados nos últimos anos para expandir e melhorar a qualidade da rede.

A Margem Bruta da distribuição aumentou +R\$347M, impactada em +R\$212M do reconhecimento de uma maior base de activos resultante do novo período regulatório para ambas as concessões e em +R\$125M actualização anual das tarifas. Adicionalmente, **o aumento do volume da electricidade distribuída (+2,6% face ao período homólogo)** contribuiu também para o aumento da margem bruta da actividade de distribuição de electricidade no Brasil.

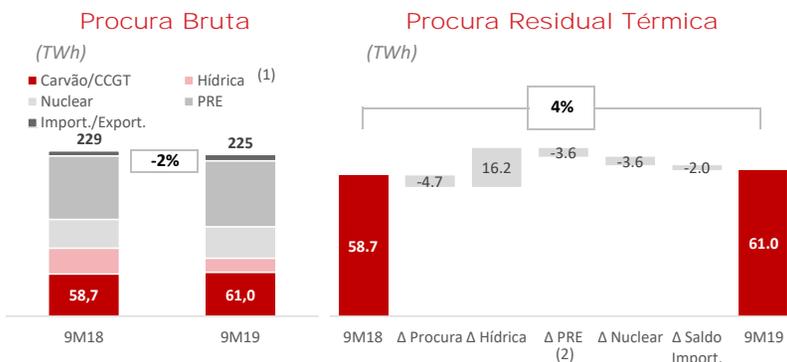
A Margem Bruta da transmissão cresceu **+R\$125M**, após a inauguração da nossa primeira linha, em Dez-18, e do avanço na construção principalmente dos lotes 21 e 18.

O OPEX aumentou 7% em termos homólogos, justificado pela estratégia de substituir serviços contratados por contratação de pessoal, o que é expectável que gere poupanças futuras a nível de FSEs no médio/longo-prazo, bem como pelos ajustamentos salariais.

Concluindo, o EBITDA do segmento das redes cresceu 61% face ao período homólogo (+R\$421M).



- A EDP exerce actividades nas áreas da distribuição e transmissão, através da sua subsidiária, EDP Brasil
- A EDP Brasil detém 100% da EDP São Paulo e EDP Espírito Santo. Para além disto, a EDP Brasil adquiriu uma participação de 23,56% na CELESC, que detém a concessão da rede de distribuição no estado de Santa Catarina.
- O novo período regulatório iniciou-se em Ago-19 para a EDP Espírito Santo (que tem uma duração de 3 anos) e para a EDP São Paulo em Out-19 (com duração de 4 anos). O WACC regulado actual está em 8,09%
- EDP opera uma linha de transmissão (desde Dez-18) e está a desenvolver 5 outras linhas de transmissão. Incluindo uma nova linha, adquirida em Mai-19.



Contexto do mercado de electricidade Ibérico

Nos 9M19, a procura de electricidade na Península Ibérica diminuiu 2% face ao período homólogo (-4,7 TWh). A procura residual térmica (PRT), i.e. geração de carvão e CCGT, subiu 4% em termos homólogos nos 9M19 (+2,2 TWh), devido a recursos hídricos extremamente fracos (39% e 30% abaixo da média em Portugal e Espanha nos 9M19, vs. 20% e 40% acima da média nos 9M18, respectivamente). Este efeito foi parcialmente compensado por: (i) um aumento de +3,6 TWh em termos homólogos na produção renovável/cogeração (PRE), impulsionado principalmente pela energia solar e, em menor grau, pela energia eólica (sustentada por melhores recursos eólicos); (ii) aumento de +3,6 TWh da produção nuclear em termos homólogos; e (iii) um aumento das importações líquidas (+2,0 TWh vs. 9M18). A produção a carvão desceu 59% em termos homólogos (-19,5 TWh), uma evolução explicada pelos preços de CO₂, que quase duplicaram vs. 9M2018, resultando numa mudança para as CCGTs (+84% face ao período homólogo, +21,7 TWh).

O preço médio à vista caiu 10% em termos homólogos, atingindo ~€50/MWh nos 9M19, impulsionado pela trajetória descendente dos preços do carvão e gás (-32% e -31% em termos homólogos, respectivamente). Consequentemente, o preço médio final da eletricidade em Espanha decresceu 12% nos 9M19 face ao período homólogo, para €55/MWh.

Principais factores (3)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Preço à vista de electric. (Espanha), €/MWh	50	55	-10%	-5
Preço final de electric. (Espanha), €/MWh (4)	55	62	-12%	-7
Preço Fwd 1Y Mercado Ibérico de Elect. (€/MWh)	56	58	-5%	-3
Direitos de emissão de CO ₂ (EUA), €/ton	25	14	73%	+10
Carvão (API2), USD/ton	62	92	-32%	-29
Mibgas, €/MWh	16	24	-31%	-7
Gás NBP, €/MWh	14	22	-38%	-9
Brent, USD/Barril	65	72	-10%	-7
EUR/USD (Média do período)	1,12	1,19	6%	-0,07
Procura de Gás na P.Ibérica (TWh)	345	301	15%	+44

Desempenho da EDP

O EBITDA cresceu +€96M face ao período homólogo, apoiado pelo: (i) forte desempenho da margem bruta (+€39M em termos homólogos), resultante da normalização das condições operacionais no negócio da comercialização, após o fraco ano de 2018, e um declínio na produção térmica & gestão de energia devido a um aumento dos custos médios de produção, resultante do aumento dos preços de CO₂ em parte compensado pela nossa estratégia de *hedging*; e (ii) redução dos impostos de geração em Espanha e suspensão do "clawback" em Portugal durante o 1T19.

O EBIT nos 9M18 foi fortemente impactado pela a parte correspondente às térmicas da provisão de €285M relativa à alegada sobrecompensação dos CMECs.

DR Operacional (€ Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	539	500	8%	+39
OPEX	269	258	4%	+10
Outros custos operacionais (líquidos)	83	151	-45%	-68
EBITDA	187	91	105%	+96
EBIT	45	-144	-	+189

A EDP continua a seguir as condições de mercado para adaptar a sua estratégia de coberturas. Neste sentido, para 2019 a EDP já tem *spreads* contratados para toda a produção esperada e, para 2020, ~70% da produção esperada, a um preço médio de ~€55/MWh.

Dados financeiros chave decomposição (€ M)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	539	500	8%	+39
Comercialização	267	210	27%	+57
Térmica e Gestão de energia	272	291	-6%	-19
EBITDA	187	91	105%	+96
Comercialização	72	8	807%	+64
Térmica e Gestão de energia	115	83	38%	+32
EBIT	45	-144	-	+189
Comercialização	43	-19	-	+62
Térmica e Gestão de energia	3	-124	-	+127



- O nosso segmento de clientes & gestão de energia na P. Ibérica incorpora as actividades de comercialização, produção térmica e gestão de energia. Este segmento totaliza 6,4 GW de capacidade instalada térmica, ~5,3M de clientes de electricidade e as actividades de gestão de energia na P. Ibérica.
- Estes negócios são a base para o sucesso da nossa gestão integrada do portfólio, de forma a garantir uma estrutura eficaz e competitiva que seja capaz de oferecer aos nossos clientes soluções diversificadas e garantir a necessária segurança de abastecimento.

Comercial. - Factores chave e financeiros	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Carteira de clientes (Milhares)				
Electricidade	5.270	5.272	0%	-2
Portugal	4.112	4.121	0%	-9
Espanha	1.158	1.151	1%	+7
Gás	1.560	1.549	1%	+11
Portugal	659	658	0%	+1
Espanha	901	891	1%	+10
Taxa de penetração Dual Fuel (%)	30,4%	30,1%	1%	+0
Rácio de serviços por contracto (%)	18,6%	17,6%	6%	+0
Volume de electricidade vendida (GWh)				
Residencial	22.545	23.000	-2%	-455
Residencial	9.366	9.851	-5%	-485
Industrial	13.179	13.149	0%	+30
Volume de gás vendido (GWh)				
Residencial	8.284	8.642	-4%	-358
Residencial	4.385	4.814	-9%	-429
Industrial	3.899	3.828	2%	+71
Margem bruta (€ Milhões)	267	210	27%	+57
EBITDA (€ Milhões)	72	8	807%	+64
Capex (€ Milhões)	22	13	74%	+9

Comercialização Península Ibérica

A quota de mercado em Portugal e Espanha manteve-se estável em termos homólogos, com a percentagem de clientes com oferta dual (electricidade + gás) a aumentar ligeiramente para 30,4% em Set-19 (vs. 30,1% em Set-18) e com a taxa de penetração de contratos de serviços na Península Ibérica a aumentar para 18,6% em Set-19.

O volume de electricidade e gás vendido na Península Ibérica caiu 2% e 4% face ao período homólogo, respectivamente, devido a temperaturas amenas que tiveram um efeito significativo no consumo residencial e uma política comercial mais selectiva no segmento empresarial.

A margem bruta das nossas actividades de comercialização na Península Ibérica aumentou +€57M em termos homólogos, suportado pela normalização do contexto regulatório após um ano de 2018 particularmente adverso. O desempenho do EBITDA foi fortemente impactado pela evolução da margem bruta, associado a um valor mais baixo de provisões de clientes duvidosos ao nível do EBITDA.



• A carteira de clientes da EDP na Península Ibérica (~5,3M de clientes) tem um peso considerável de clientes residenciais e PME's, correspondendo a ~42% do consumo total.

Térmica e GE - Factores chave e financeiros	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Produção (GWh)				
CCGT	14.786	14.997	-1%	-211
CCGT	7.464	3.950	89%	+3.515
Carvão	6.208	9.954	-38%	-3.746
Nuclear	889	856	4%	+33
Outros	225	238	-6%	-14
Factor médio de utilização (%)				
CCGT	31%	16%	89%	+14p,p,
Carvão	39%	63%	-38%	-24p,p,
Nuclear	87%	84%	4%	+3p,p,
Custos de produção (€/MWh) (1)				
CCGT	51	41	25%	+10
CCGT	57	55	4%	+2
Carvão	51	39	33%	+13
nuclear	5	5	-5%	-0
Margem Bruta (€ Milhões)	272	291	-6%	-19
EBITDA (€ Milhões)	115	83	38%	+32
Capex (€ Milhões)	29	58	-51%	-29

Produção térmica & Gestão de energia na Península Ibérica

A produção nos 9M19 caiu 1% em termos homólogos, devido à redução na produção de carvão (-38% vs. 9M18) levando a uma diminuição de 24p.p. no factor médio de utilização das nossas centrais a carvão para 39% nos 9M19 (22% no 3T19), que foi parcialmente mitigado pelo aumento da produção das centrais CCGT. O custo médio de produção térmica viu um aumento de 25% em termos homólogos (para €51,4/MWh nos 9M19), resultante de uma maior contribuição das centrais CCGT, com custos superiores, para satisfazer a procura, e de preços de CO₂ mais elevados (+33% nas nossas centrais a carvão e +4% nas CCGTs, em termos homólogos).

Desta forma, aliado ao efeito de um menor valor dos pagamentos de capacidade nos 9M19, a margem bruta do segmento de produção térmica & gestão de energia, diminuiu 6% face ao período homólogo para €272M nos 9M19.

A Gestão de Energia evidenciou uma forte melhoria beneficiando do declínio nos preços de gás e de hedging futuro dos spreads térmicos, o que mais do que compensou a performance do segmento térmico. Em suma, o EBITDA aumentou 38% em termos homólogos para €115M nos 9M19.

É de notar a redução de alguns impostos de produção em Espanha e clawback em Portugal (-€26M em termos homólogos), maioritariamente devido à suspensão de ambos os impostos no 1T19.



O nosso portfólio de geração térmica na Península Ibérica integra um total de 6,4 GW de capacidade instalada, que desempenha um papel activo em assegurar o fornecimento de energia: 59% em CCGT, 38% em carvão, 2% em nuclear e 1% de cogeração e resíduos.

(1) Inclui custos de combustível, custos de emissões CO₂ e custos de cobertura.

Clientes & gestão de energia no Brasil



Factores Chave	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
PLD	212	331	-36%	-119
GSF	98%	85%	15%	+13p.p.



Taxa de Câmbio - Média do período	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
EUR/BRL	4,37	4,29	-2%	+0,07

DR Operacional (R\$ Milhões)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta	529	753	-30%	-224
OPEX	107	116	-8%	-9
Outros custos operacionais Líquidos	-6	-6	-3%	-0
EBITDA	429	643	-33%	-215
EBIT	257	517	-50%	-260

Comerc. e GE - Factores chave e financeiros	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Vendas de electricidade (GWh)	9.810	13.568	-28%	-3.758
Margem Bruta (R\$ Milhões)	77	184	-58%	-107
EBITDA (R\$ Milhões)	42	156	-73%	-114
EBIT (R\$ Milhões)	36	152	-76%	-116

Térmica - Factores Chave e Financeiros	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW)	720	720	0%	-
Electricidade Vendida (GWh)	4.838	4.102	18%	+736
Receitas Contractadas (CAE)	2.522	3.197	-21%	-676
Outros	2.316	905	156%	+1.412
Disponibilidade Pecém	97%	89%	9%	+8p.p.
Margem Bruta (R\$ Milhões)	452	569	-21%	-117
EBITDA (R\$ Milhões)	386	487	-21%	-101
EBIT (R\$ Milhões)	221	365	-40%	-144

Ao longo dos últimos dois anos, a EDP adoptou com sucesso uma estratégia de *hedging* com vista a mitigar o risco GSF/PLD, que consiste em combinar um seguro de GSF com alguma capacidade não-contratada, bem como uma gestão integrada do nosso portfólio de produção contratada e comercialização, alocando em paralelo parte da nossa capacidade para vender energia ao preço à vista. Esta estratégia de *hedging* tem como principal objectivo a redução da volatilidade, mas permitiu também ganhos significativos nos últimos anos. Este ano, esperamos que a alocação de uma quota maior de entrega da energia contratada para o terceiro e quarto trimestres (visto que esta é a estação seca, com PLD tipicamente mais alto), se traduza numa medida de mitigação de risco bem-sucedida até ao final do ano.

Nas nossas actividades de comercialização e gestão de energia, o EBITDA decresceu R\$144M em termos homólogos, para R\$42M nos 9M19, na sequência da redução de 28% em termos homólogos nos volumes, resultante da menor liquidez no mercado livre devido à falência de pequenos participantes no final do ano passado, e também devido à redução no preço PLD que comprimiu as margens dos comercializadores.

Na nossa central de produção térmica, Pecém I, a comparação do EBITDA com o período homólogo (-21% ou -R\$101M) foi penalizada pelo efeito positivo no ano anterior resultante da revisão em baixa do nível regulatório de disponibilidade da central para 83,75% (impacto positivo de R\$105M no EBITDA 9M18). Excluindo este efeito, o EBITDA manteve-se estável, refletindo uma maior disponibilidade, custos de manutenção inferiores e a actualização das receitas contratadas pela inflação.

edp'

Demonstrações de resultados
& anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio

9M19 (€ Milhões)	Renováveis	Redes Reguladas	Clientes & Gestão Energética	Activ. Corp. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	2.037	4.531	6.215	(2.336)	10.447
Margem Bruta	1.768	1.386	660	(4)	3.810
Fornecimentos e serviços externos	266	262	198	(82)	644
Custos com pessoal e benefícios sociais	137	166	97	81	480
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(297)	210	82	29	24
Custos Operacionais	106	638	376	28	1.148
EBITDA	1.662	748	284	(32)	2.661
Provisões	86	10	1	0	97
Amortizações e imparidades (1)	603	268	181	41	1.093
EBIT	972	470	102	(73)	1.471

9M18 (€ Milhões)	Renováveis	Redes Reguladas	Clientes & Gestão Energética	Activ. Corp. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	2.080	5.055	7.198	(3.022)	11.311
Margem Bruta	1.901	1.287	676	(1)	3.862
Fornecimentos e serviços externos	293	287	201	(104)	677
Custos com pessoal e benefícios sociais	129	150	89	104	472
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(67)	216	148	7	303
Custos Operacionais	355	652	438	7	1.452
EBITDA	1.546	634	239	(8)	2.410
Provisões	190	9	91	(8)	283
Amortizações e imparidades (1)	583	248	175	43	1.049
EBIT	773	377	(27)	(44)	1.078

(1) Depreciação e amortização líquidas de compensação por depreciação e amortização de activos subsidiados

Demonstração de Resultados por Trimestre



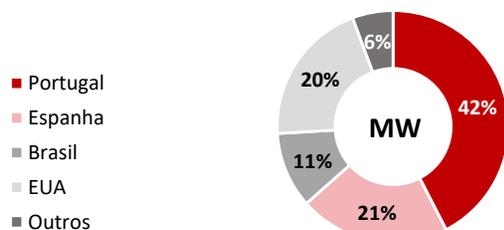
Demonstração de Resultados por Trimestre (€ Milhões)	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19	Δ YoY %	Δ QoQ %	9M18	9M19	Δ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	4.032	3.527	3.752	3.967	3.744	3.363	3.340		-11%	-1%	11.311	10.447	-8%
Custo com vendas de energia e outros	2.639	2.227	2.582	2.730	2.383	2.123	2.131		-17%	0%	7.449	6.637	-11%
Margem Bruta	1.393	1.299	1.170	1.237	1.361	1.240	1.209		3%	-3%	3.862	3.810	-1%
Fornecimentos e serviços externos	209	233	234	280	200	221	223		-5%	1%	677	644	-5%
Custos com pessoal e benefícios sociais	163	162	147	180	159	164	156		6%	-5%	472	480	2%
Outros custos operacionais (líquidos)	128	75	100	(130)	81	(133)	77		-24%	-158%	303	24	-92%
Custos Operacionais	501	470	482	330	439	253	456		-5%	80%	1.452	1.148	-21%
EBITDA	893	829	688	907	921	987	753		9%	-24%	2.410	2.661	10%
Provisões	(7)	4	286	5	4	1	92		-68%	6711%	283	97	-66%
Amortizações e imparidades (1)	351	348	350	396	374	362	358		2%	-1%	1.049	1.093	4%
EBIT	549	477	53	506	544	624	303		477%	-51%	1.078	1.471	36%
Resultados financeiros	(127)	(150)	(166)	(111)	(186)	(185)	(175)		5%	-5%	(443)	(545)	-23%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	1	2	6	2	5	7	2		-65%	-72%	9	14	58%
Resultado antes de impostos e CESE	423	330	(108)	397	364	446	130		-220%	-71%	644	940	46%
IRC e Impostos diferidos	74	43	(67)	49	99	38	9		-113%	-77%	50	146	190%
Contribuição Extraordinária sobre o sector energético	66	(2)	1	0	67	(0)	1		-7%	n.a.	65	68	4%
Resultado líquido do período	282	289	(43)	347	198	408	120		-383%	-71%	529	727	37%
Atrib. Accionistas da EDP	166	214	(83)	222	100	305	55		-167%	-82%	297	460	55%
Atrib. Interesses não controláveis	116	75	40	125	98	104	65		62%	-37%	231	266	15%

(1) Depreciação e amortização líquidas de compensação por depreciação e amortização de activos subsidiados

Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção

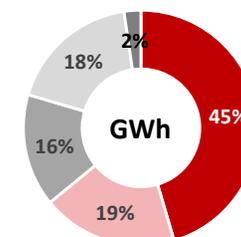
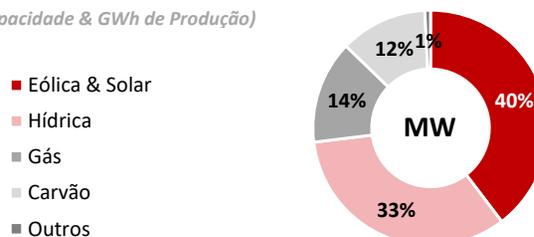
Tecnologia	Capacidade Instalada - MW (1)				Produção de Electricidade (GWh)				Produção de Electricidade (GWh)							
	Set-19	Set-18	Δ MW	Δ %	9M19	9M18	Δ GWh	Δ %	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19
Eólico	10.280	10.752	-472	-4%	21.668	20.485	+1.183	6%	8.719	6.620	5.145	7.648	8.356	7.661	5.651	
EUA	5.242	5.043	+199	4%	11.284	10.857	+428	4%	4.455	3.735	2.666	3.865	4.196	4.113	2.975	
Portugal	1.160	1.275	-115	-9%	2.180	2.127	+53	2%	1.064	608	455	860	832	799	549	
Espanha	1.969	2.312	-343	-15%	3.902	3.760	+142	4%	1.766	1.101	894	1.404	1.621	1.388	893	
Brasil	467	331	+137	41%	1.258	836	+422	50%	159	262	416	399	314	384	561	
Resto de Europa (2)	1.212	1.562	-349	-22%	2.429	2.307	+122	5%	1.068	697	541	948	1.160	770	498	
Resto de Mundo (3)	230	230	-	0%	615	598	+17	3%	208	217	173	173	233	208	174	
Solar	145	145	-	0%	225	182	+43	24%	43	69	70	44	55	85	85	
Hídrica	8.785	9.019	-235	-3%	8.964	15.206	-6.242	-41%	6.154	5.863	3.189	4.090	4.055	2.748	2.161	
Portugal	6.759	6.862	-103	-1%	5.458	10.212	-4.754	-47%	3.790	4.172	2.249	2.437	2.395	1.523	1.539	
Bombagem	2.806	2.806	-	0%	-1.200	-1.095	-105	-10%	-636	-329	-130	-1.343	-423	-414	-363	
Fio de água	2.408	2.411	-	0%	2.603	5.207	-2.605	-50%	1.685	2.424	1.098	954	1.285	615	703	
Albufeira	4.294	4.308	-	0%	2.774	4.666	-1.891	-41%	1.940	1.605	1.120	1.425	1.067	880	827	
Mini-hídricas	57	143	-	0%	81	339	-258	-76%	165	143	32	58	43	28	10	
Espanha	426	426	-	0%	476	885	-409	-46%	408	370	108	168	274	143	59	
Brasil	1.599	1.731	-132	-8%	3.030	4.109	-1.079	-26%	1.956	1.321	832	1.485	1.386	1.081	563	
Gás/ CCGT	3.729	3.729	-	0%	7.464	3.950	+3.515	89%	1.302	846	1.802	1.383	1.315	2.405	3.745	
Portugal	2.031	2.031	-	0%	4.519	3.099	+1.420	46%	907	660	1.532	992	768	1.618	2.133	
Espanha	1.698	1.698	-	0%	2.945	851	+2.095	246%	395	186	270	391	547	786	1.612	
Carvão	3.150	3.150	+0	0%	8.730	13.151	-4.421	-34%	3.965	3.926	5.260	4.320	3.778	2.645	2.307	
Portugal	1.180	1.180	-	0%	3.667	5.800	-2.133	-37%	1.734	1.635	2.431	2.267	1.934	1.221	512	
Espanha	1.250	1.250	-	0%	2.541	4.154	-1.613	-39%	1.045	1.248	1.861	1.794	1.036	837	668	
Brasil	720	720	-	0%	2.522	3.197	-676	-21%	1.186	1.043	968	258	807	587	1.127	
Nuclear - Trillo (15,5%)	156	156	-	0%	889	856	+33	4%	331	187	337	340	332	220	337	
Outros	49	49	-	0%	225	238	-14	-6%	84	82	73	70	82	79	64	
Portugal	24	24	-	0%	132	142	-11	-8%	51	50	41	40	49	46	36	
Espanha	25	25	-	0%	93	96	-3	-3%	32	32	32	30	32	33	28	
TOTAL	26.294	27.000	-707	-3%	48.165	54.068	-5.903	-11%	20.598	17.593	15.877	17.895	17.974	15.842	14.349	
Do qual:																
Portugal	11.159	11.377	-218	-2%	15.963	21.386	-5.424	-25%	7.548	7.127	6.711	6.598	5.981	5.210	4.772	
Espanha	5.523	5.866	-343	-6%	10.846	10.601	+245	2%	3.976	3.123	3.502	4.128	3.843	3.407	3.597	
Brasil	2.787	2.782	+5	0%	6.810	8.143	-1.333	-16%	3.301	2.626	2.216	2.142	2.507	2.052	2.250	
EUA	5.332	5.133	+199	4%	11.443	10.977	+467	4%	4.486	3.779	2.711	3.896	4.235	4.174	3.035	

Capacidade Instalada por país a Set-19



Detalhe por tecnologia a 9M19

(MW Capacidade & GWh de Produção)



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

Redes Reguladas: Activo e Indicadores de performance



RAB (€ Milhões)	Set-19	Set-18	Δ %	Δ Abs
Portugal	2.974	2.996	-0,7%	-22
Muito Alta / Alta / Média Tensão	1.816	1.832	-0,8%	-15
Baixa Tensão	1.157	1.164	-0,6%	-7
Espanha	950	950	0,0%	-
Brasil (R\$ Milhões)	5.123	4.577	11,9%	+546
EDP Espírito Santo	2.612	2.379	9,8%	+234
EDP São Paulo	2.511	2.198	14,2%	+313
TOTAL	5.055	4.929	2,6%	+126

Redes	Set-19	Set-18	Δ %	Δ Abs.
Extensão das redes (Km)	340.437	338.822	0,5%	+1.615
Portugal	226.729	226.240	0,2%	+488
Espanha	20.729	20.662	0,3%	+67
Brasil	92.980	91.920	1,2%	+1.060

DTCs (mil)	Set-19	Set-18	Δ %	Δ Abs.
Portugal	22	17	25%	+4
Espanha	7	7	0%	+0

Contadores Inteligentes (mil)	Set-19	Set-18	Δ %	Δ Abs.
Portugal	2.424	1.730	40%	+693
Espanha	666	642	4%	+24

Cientes Ligados (mil)	Set-19	Set-18	Δ %	Δ Abs.
Portugal	6.269	6.217	0,8%	+52
Muito Alta / Alta / Média Tensão	25	25	1,3%	+0
Baixa Tensão Especial	37	36	2,0%	+1
Baixa Tensão	6.206	6.155	0,8%	+51
Espanha	668	666	0,3%	+2
Alta / Média Tensão	1	1	0,5%	+0
Baixa Tensão	667	665	0,3%	+2
Brasil	3.490	3.419	2,1%	+71
EDP São Paulo	1.914	1.872	2,3%	+42
EDP Espírito Santo	1.576	1.547	1,9%	+29
TOTAL	10.426	10.301	1,2%	+125

Qualidade de serviço	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (1)	9,9%	9,7%	2,1%	0,2 p.p.
Espanha	3,5%	3,4%	2,9%	0,1 p.p.
Brasil				
EDP São Paulo	8,1%	8,4%	-4,5%	-0,4 p.p.
Técnicas	5,6%	5,6%	0,6%	0 p.p.
Comerciais	2,4%	2,8%	-14,7%	-0,4 p.p.
EDP Espírito Santo	12,4%	12,3%	0,1%	0 p.p.
Técnicas	7,7%	7,7%	0,5%	0 p.p.
Comerciais	4,6%	4,7%	-0,6%	0 p.p.

Telecontagem (%)	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.
Portugal	73%	69%	6%	3,9 p.p.
Espanha	100%	N.A	N.A	N.A.

Electricidade distribuída (GWh)	9M19	9M18	Δ %	Δ GWh
Portugal	33.795	34.480	-2,0%	-685
Muito Alta Tensão	1.715	1.757	-2,4%	-43
Alta / Média Tensão	16.522	16.620	-0,6%	-99
Baixa Tensão	15.559	16.103	-3,4%	-544
Espanha	6.266	6.998	-10,5%	-732
Alta / Média Tensão	4.654	5.322	-12,6%	-669
Baixa Tensão	1.612	1.675	-3,8%	-63
Brasil	19.115	18.636	2,6%	+480
Clientes Livres	8.560	8.361	2,4%	+199
Industrial	1.301	1.431	-9,1%	-130
Residencial, Comercial & Outros	9.255	8.844	4,7%	+411
TOTAL	59.177	60.114	-1,6%	-937

(1) Exclui Muito Alta Tensão

Investim. Financeiros, Interesses Não Controláveis e Provisões



Investimentos financeiros & activos para venda	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado líquido (2) (€ Milhões)				Valor Contabilístico (€ Milhões)			
	Set-19	Set-18	Δ %	Δ MW	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.	Set-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	411	331	24%	+80	2	2	42%	+1	341	357	-5%	-16
Espanha	152	152										
Estados Unidos	259	179										
Outros	0	0										
EDP Brasil	551	539	2%	+12	5	-1	-	+6	447	456	-2%	-8
Renováveis	551	539										
Distribuição												
P.Ibérica (Ex-eólica) & Outros	10	10	-3%	0	7	8	-16%	-1	279	264	6%	+15
Geração	10	10										
Redes Reguladas												
Outros												
Activos detidos para Venda (líquido de passivos)									279	11	2424%	268
TOTAL	972	881	10%	91	14	9	58%	5	1.347	1.088	24%	259

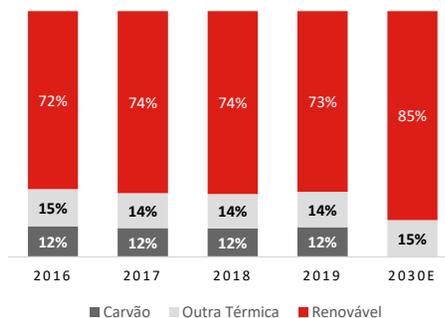
Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado líquido (2) (€ Milhões)				Valor Contabilístico (€ Milhões)			
	Set-19	Set-18	Δ %	Δ MW	9M19	9M18	Δ %	Δ Abs.	Set-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	4.044	4.677	-14%	-633	158	130	21%	28	2.538	2.739	-7%	-200
Ao nível da EDP Renováveis:	2.230	2.781	-20%	-551	113	114	0%	0	1.377	1.613	-15%	-236
P. Ibérica	589	851										
América do Norte	1.210	1.210										
Resto da Europa	269	557										
Brasil	162	162										
17,4% atribuíveis ao free-float da EDPR	1.814	1.896	-4%	-82	44	16	178%	28	1.161	1.125	3%	36
EDP Brasil	1.963	1.807	9%	156	114	104	9%	10	1.275	1.225	4%	+50
Ao nível da EDP Brasil:	598	606	-1%	-8	25	23	7%	2	251	259	-3%	-8
Hídrica	598	606										
Outros	0	0										
49% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil	1.365	1.201	14%	164	89	81	10%	8	1.024	967	6%	58
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	119	118	0%	+0	-5	-2	118%	-3	-37	-32	17%	-5
TOTAL	6.126	6.496	-6%	-369	266	231	15%	35	3.776	3.932	-4%	-156

Provisões (Líquido de imposto)	Benefícios aos empregados (€ M)			
	Set-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	0	0	22%	0
EDP Brasil	109	115	-5%	-5
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	759	870	-13%	-112
TOTAL	868	985	-12%	-117

(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.

Métricas Ambientais	9M19	9M18	Δ %
Capacidade instalada renovável (%)	73%	74%	0%
Certificação ISO 14001 (%)	96%	90%	6%
Emissões			
Emissões CO2 específicas (g/kWh) (1)	231	258	-10%
Emissões GEE Scope 1 (ktCO2eq) (2)	11.106	13.937	-20%
Combustão estacionária	11.089	13.920	-20%
Emissões SF6	5,92	4,71	26%
Frota Automóvel	10,61	11,90	-11%
Consumo de gás natural	0,13	0,14	0%
Emissões GEE Scope 2 (ktCO2eq) (2)	581	572	1%
Consumos de en. eléctrica em edifícios	1,30	1,77	-26%
Perdas de energia eléctrica na distribuição	562	552	2%
Auto-consumo centrais renováveis	18	19	-5%
Emissões NOx (kt)	8,28	10,53	-21%
Emissões SO2 (kt)	11,89	16,82	-29%
Emissões de Partículas (kt)	1,08	1,64	-34%
Recursos Naturais			
Consumo de energia primária (Tj) (3)	145.617	165.023	-12%
Resid. encaminhados para destino final (t)	168.670	253.854	-34%
Cons.umo específico de água doce (m3/GW)	351	322	9%
Matérias ambientais (€ mil)			
Investimentos	56.421	39.621	42%
Gastos	202.690	139.849	45%
Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)	4	3	24%
Mobilidade Sustentável			
Electrificação da frota ligeira (%)	7,0%	n.a.	-
Pontos de carregamento eléctrico (#)	701	n.a.	-
Cientes com soluções de mobilid. Eléct. (#)	8.831	n.a.	-
Métricas Sociais			
Emprego			
Colaboradores (#)	11.599	11.555	0%
Colaboradores femininos (%)	25%	25%	1%
Índice de rotatividade ou turnover (%)	8,54%	8,03%	6%
Formação			
Total de horas (h)	257.666	253.625	2%
Colaboradores com formação (%)	87%	92%	-6%
Investimento directo com formação (€ mil)	2.002	2.817	-29%
Prevenção e Segurança			
Acidentes EDP (4)	20	22	-9%
Acidentes Prest. de Serv. Externos (PSE) (4)	58	75	-23%
Acidentes mortais EDP	0	1	-100%
Acidentes mortais PSE	0	3	-100%
Índice Frequência EDP	1,26	1,45	-13%
Índice Frequência PSE	1,75	2,30	-24%
Métricas Económicas			
Valor Económico Gerado (€ milhões)	11.185	11.983	-7%
Distribuído	9.830	10.873	-10%
Acumulado	1.355	1.110	22%
Economia baixo carbono			
EBITDA em Renováveis (%)	62%	64%	-3%
CAPEX em Renováveis (%)	48%	69%	-30%
Novas oportunidades de negócio			
Contadores inteligentes na P.Ibérica (%)	45%	35%	28%
Proveitos Serviços Energia/Vol. Neg. (%)	7%	7%	8%
Proveitos de Serv. de Ef. Energética (€ mil)	119.496	100.375	19%

Mix de Capacidade Instalada (5)

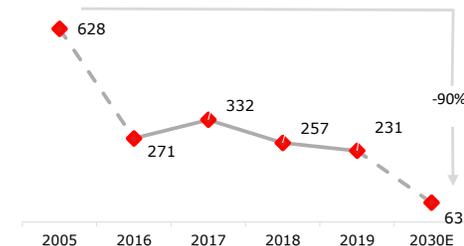


Ratings	Escala	2019 *	Posição **
SAM ESG Ratings (DJSI)	[0-100]	90	1º
FTSE Russel (FTSE4Good)	[0-5]	4,6	Top 2
VigeoEiris (Euronext Vigeo)	[0-100]	68	1º
ISS-Oekom (GCI)	[D ⁻ -A ⁺]	B-	n.a.
Sustainalytics (STOXX ESG)***	[100-0]	22,1	13º
MSCI Reserch (MSCI ESG)	[CCC-AAA]	AAA	n.a.
CDP	[D ⁻ -A]	A-	n.a.
Ethisphere	S/N	Sim	n.a.

* Os ratings são independentes e, como tal, não deve haver lugar a comparações.
 A avaliação acima refere-se a 2018, com excepção para a da SAM que respeita a 2019.
 ** Peers comparáveis. Relativamente à SAM e à VIGEOEiris, excluem-se as empresas que gerem redes de transmissão.
 *** A classificação de risco ESG da Sustainalytics fornece uma medida quantitativa de risco ESG não gerido e distingue entre cinco níveis de risco: insignificante, baixo, médio, alto e grave. A escala de classificação varia de 0 a 100, sendo 100 a mais grave.

Pode-se consultar a informação detalhada em: www.edp.com>Sustentabilidade>Dimensão Económica>Investimento Sustentável>Índices de Sustentabilidade

Emissões Específicas de CO₂ (g/kWh) (5)



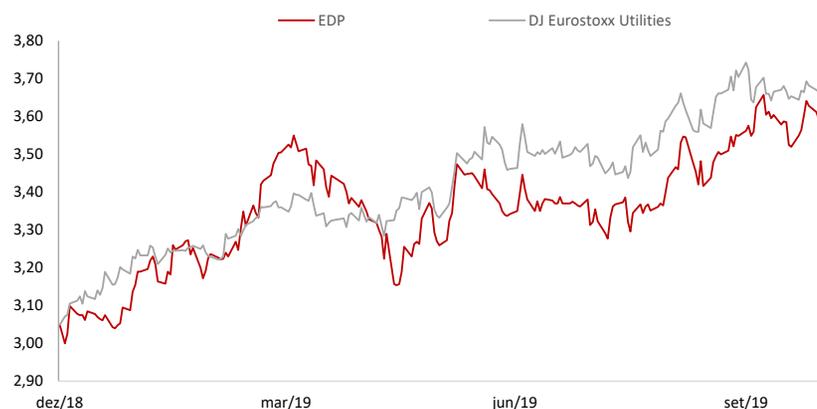
Objectivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS)



A EDP está empenhada a assegurar que as suas actividades contribuem activamente para 9 dos 17 ODS das Nações Unidas, a ser alcançados até 2030.

- (1) As emissões estacionárias não incluem as emissões resultantes da queima de gases siderúrgicos da ArcelorMittal em centrais da EDP em Espanha.
- (2) Cálculo das emissões de âmbito 2 segundo a metodologia "location based" do GHG Protocol.
- (3) Inclui frota automóvel.
- (4) Acidentes com 1 ou mais dias de ausência e mortais.
- (5) Os valores apresentados correspondem a valores anuais, com excepção do valor de 2019 que respeita ao acumulado do ano.

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



Principais Eventos EDP

- 23-Jan:** EDP emite instrumentos representativos de dívida green subordinada no montante de €1.000 milhões
- 01-Fev:** EDPR assina acordo de Build & Transfer para projeto eólico onshore de 102 MW nos EUA
- 12-Fev:** EDPR estabelece CAE de 104 MW relativos a novo projecto eólico nos EUA
- 12-Mar:** Strategic Update
- 15-Abr:** S&P afirma rating da EDP em "BBB-" com outlook estável
- 23-Abr:** EDP anuncia transacção de rotação de activos na Europa, no valor de €0,8 mil milhões
- 24-Abr:** Deliberações da Assembleia Geral Anual da EDP
- 26-Abr:** Pagamento de dividendos do exercício de 2018 a 15 de Maio
- 13-Mai:** EDP vende défice tarifário em Portugal por €0,6 mil milhões
- 21-Mai:** EDP e Engie unem forças para criar líder mundial na energia eólica offshore
- 28-Mai:** EDP adquire linha de transmissão no Brasil
- 20-Jun:** EDP alcança acordo CAE para projecto renovável de larga escala com sistema de baterias nos EUA
- 25-Jun:** EDP acorda venda de €470 milhões em securitização de défice tarifário em Portugal
- 28-Jun:** State Street Corporation notifica diminuição da participação qualificada na EDP
- 04-Jul:** Alliance Bernstein L.P. notifica participação qualificada na EDP
- 08-Jul:** EDP assegura acordo CAE de 126 MW no Brasil
- 17-Jul:** State Street Corporation notifica participação qualificada na EDP
- 29-Jul:** EDP anuncia transacção de rotação de activos eólicos no Brasil, no valor de R\$1,2MM
- 30-Jul:** EDP conclui transacção de rotação de activos na Europa por €808 milhões
- 6-Ago:** ANEEL aprova termos regulatórios na EDP Espírito Santo para 2019-2022
- 7-Ago:** EDP alcança novo CAE para projecto solar de larga escala com sistema de baterias nos EUA
- 30-Ago:** EDP assegura projecto solar de 142 MW em Portugal
- 10-Set:** EDP emite "Green bond" de €600 milhões a 7 anos
- 19-Set:** Decisão da Autoridade da Concorrência por alegado abuso de posição dominante
- 20-Set:** Esclarecimento sobre alegados benefícios obtidos pela EDP
- 30-Set:** EDP estabelece com sucesso novo acordo "Tax Equity" para 405 MW nos EUA
- 30-Set:** EDP alcança novo CAE para 100 MW no México
- 3-Out:** Alliance Bernstein L.P. notifica participação qualificada na EDP
- 16-Out:** ERSE anuncia proposta de tarifas e preços para a energia eléctrica em 2020
- 22-Out:** ANEEL aprova termos tarifários na EDP São Paulo para 2019-2023
- 23-Out:** EDP entra no Mercado Colombiano de energia eólica com dois contratos de 15 anos
- 24-Out:** EDP estabelece acordo de build and transfer para projecto eólico de 302 MW nos EUA
- 25-Out:** EDP assegura CAE de 200 MW para novo projecto solar nos EUA
- 29-Out:** EDP expande presença solar nos EUA, com participação de 50% em portfólio de 278 MW

EDP em bolsa	YTD	52W 29/10/2019	2018
Cotação da EDP (Euronext Lisboa - €)			
Fecho	3,592	3,592	3,049
Máximo	3,671	3,671	3,549
Mínimo	2,986	2,905	2,631
Média	3,368	3,328	3,132
Liquidez da EDP na Euronext Lisboa			
Volume de negócios (€ Milhões)	4.809	5.467	4.741
Volume de negócios médio diários (€ Milhões)	23	21	19
Volume transaccionados (milhões de acções)	1.428	1.642	1.514
Volume médio diário (milhões de acções)	6,734	6,416	5,937

Dados Acções EDP (milhões)	9M19	9M18	Δ %
Total de acções	3.656,5	3.656,5	
Acções próprias	21,4	21,8	-2%

Direcção de Relação com Investidores

Miguel Viana, Director
 Sónia Pimpão
 Carolina Teixeira
 Andreia Severiano
 Pedro Gonçalves Santos
 André Pereira da Silva

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