



1T19

Resultados

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 & Activos para venda / Interesses Não Controláveis	27
Desempenho de Sustentabilidade	28
Desempenho da EDP em bolsa	29

Nota relevante

A 1 de Janeiro de 2019, a EDP adoptou a IFRS 16, que se sobrepõe 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”. No 1T19 a adopção da IFRS 16 traduziu-se num acréscimo de responsabilidades (€760M), um acréscimo de valor de activos (+€768M); um aumento de amortizações e depreciações (+€15M), menores resultados financeiros (€10M) e menores custos operacionais (-€18M).

Dados-chave Operacionais	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	27.182	26.753	2%	429
Peso de Renováveis (1)	74%	74%	-	Op.p.
Produção (GWh)	17.974	20.598	-13%	-2.624
Peso de Renováveis (1)	69%	72%	-	-3p.p.
Cientes (mil contratos)	11.400	11.437	-0%	-37
Cientes ligados (mil)	10.353	10.248	1%	+105

A 12 de Março, a EDP divulgou o seu Plano estratégico para 2019-22, reforçando o seu compromisso com a Transição Energética, através de uma aceleração de expansão em energias renováveis, com um grande enfoque na criação de valor através de vendas de posições maioritárias em parques eólicos (estratégia de *Asset rotation*). Simultaneamente, a EDP anunciou uma alteração nos segmentos de reporte financeiro, alinhando-os com a transição energética e com a forma como a estrutura da empresa e a organização estão a evoluir. Os novos segmentos são: Renováveis (operações de activos hídricos, eólicos e solares), Redes Reguladas (incluindo distribuição e transmissão) e Clientes e Gestão de Energia (abrangendo a comercialização, produção térmica e actividades de gestão de energia).

A capacidade instalada total da EDP aumentou 2% em termos homólogos, atingindo 27,2 GW em Mar-19, em resultado da entrada em operação de novos parques eólicos. **Em Mar-19, 74% do nosso portfólio corresponde a capacidade renovável**. Em termos de **produção total, o peso de renováveis ascendeu a 69% no 1T19**. A EDP mantém o enfoque na aposta na satisfação dos clientes, qualidade de serviço e maior envolvimento com os seus clientes, cujo portfólio ascende a 11,4 milhões na P. Ibérica e Brasil.

Em termos de eficiência, outro pilar chave da nossa estratégica, o OPEX (custos com pessoal e serviços externos) caiu 2% no 1T19 face a 1T18 numa base pro-forma (excluindo crescimento, IFRS 16 e ForEx), explicado por fortes contribuições na Pen. Ibérica e no Brasil. Por áreas de influência: i) OPEX na **P. Ibérica** caiu 3%, em linha com redução de colaboradores; ii) o rácio Core OPEX/MW médio na EDPR subiu 1% vs 1T18, (-5% se não for ajustado do impacto da IFRS 16); iii) o OPEX da EDP **Brasil** em moeda local subiu 2%, claramente abaixo da inflação no período (+4%).

O EBITDA subiu 3% no 1T19 em termos homólogos, para €921M no 1T19, correspondendo a uma subida de 1% em termos recorrentes (ou +2% ajustado de ForEx). Os benefícios da expansão do portfólio (€41M) foram penalizados por um impacto negativo de €149M, face ao período homólogo, causado pela fraca hidraulicidade e, de certo modo, fraca eolicidade: A hidraulicidade em Portugal diminuiu 48% e a eolicidade, em média, nas nossas geografias diminuiu 7%, face à média de longo prazo. **O EBITDA recorrente das Renováveis recuou 6%**, na medida em que a recuperação dos preços de venda de energia compensou parcialmente o efeito dos escassos recursos renováveis (+3% na eólica e solar, +14% no preço da pool na Pen. Ibérica devido à subida do custo das licenças de CO₂). **O EBITDA nas Redes subiu 11%**, impulsionado pelo Brasil. O EBITDA recorrente do segmento **Clientes e Gestão de Energia subiu €17M** (+17% vs 1T18), suportado por uma normalização do contexto regulatório na actividade de comercialização em Portugal (depois de um ano de 2018 particularmente difícil).

Os resultados financeiros líquidos (incluindo resultados com Associadas e JVs) **desceram 43% em termos homólogos (-€54M), para -€180M no 1T19**, penalizados por um efeito desfavorável em termos comparativos com o período homólogo do ano passado nos resultados com coberturas financeiras (-€21M vs. 1T18), pela adopção da IFRS 16 (-€10M face a 1T18) e pelo ganho não recorrente registado no 1T18, na venda de uma participação de 20% no nosso projecto offshore no Reino Unido (€15M no 1T18). Os **juros líquidos** aumentaram €7M face ao 1T18, apesar da dívida média ser mais baixa, reflexo do acréscimo em 30 p.b. no custo médio da dívida (de 3,7% no 1T18 para 4,0% no 1T19), fruto do aumento do peso na dívida das moedas USD e BRL e da recente emissão de obrigação híbrido em Jan-19 (*yield* de 4,5%).

O resultado líquido da EDP no 1T19 ascendeu a €100M, 39% abaixo do 1T18. Ajustado de efeitos não recorrentes (detalhes na pág 4), **o resultado líquido recorrente caiu 32% em termos homólogos, para €167M no 1T19**, na medida em que o crescimento nas Redes no Brasil, Comercialização e a expansão do portfólio renovável foi anulado pelos efeitos de fracas hidraulicidade e eolicidade e elevada taxa efectiva de imposto no trimestre (27%), acima da taxa esperada para 2019.

A dívida líquida aumentou €268M no 1T19, para €13,7MM a Mar-19, reflexo de aceleração de crescimento e de pagamentos a fornecedores de imobilizado, enquanto o encaixe de transacções *asset rotation* são apenas esperados nos próximos trimestres. **O Cash flow orgânico recorrente gerado no 1T19 ascendeu a €465M no 1T19 (+66% vs 1T18)**. A evolução da dívida líquida reflecte ainda a emissão de um novo híbrido, no montante de €1MM a Jan-19 (50% equiparado a fundos próprios). De salientar que os activos regulatórios aumentaram €0,2MM no 1T19, devido à ausência de venda de défice tarifário. A 13 de Maio a EDP vendeu €609M de défice tarifário relativo a 2019.

Em linha com o nosso foco estratégico, foi acordada a primeira transacção *asset rotation* de 997 MW na Europa (participação de c51%) em Abr-19, no valor de €0,8MM. O ganho esperado é de c€0,2MM e a conclusão da transacção é esperada para o 2T19. A 13 de Maio a EDP vendeu €609M de défice tarifário relativo a 2019.

A 15 de Maio, a EDP pagou aos seus accionistas um dividendo bruto equivalente a €0,19 por acção, que corresponde a um valor total de €0,7MM e uma **dividend yield de 6,1%**. O dividendo por acção aprovado e pago está em linha com os objectivos reiterados no nosso Strategic Update 2019-22.

Dados-chave Demonstração Resultados (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.361	1.393	-2%	-32
EBITDA	921	893	3%	+29
EBIT	544	549	-1%	-4
Resultados financeiros & Res. Eq. Patrim.	(180)	(126)	-43%	-54
Impostos correntes, diferidos e CESE (2)	166	140	18%	+25
Interesses não controláveis	98	116	-16%	-19
Resultado líquido (accionistas da EDP)	100	166	-39%	-65

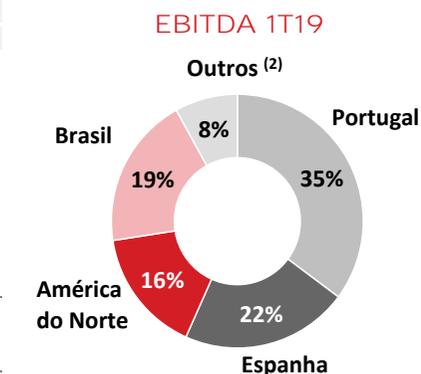
Dados-chave de Performance (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
EBITDA recorrente (3)	921	911	1%	+10
Renováveis	556	591	-6%	-35
Redes	243	219	11%	+24
Clientes & Gestão de energia	116	99	17%	+17
Outros	7	3	123%	+4
Resultado líquido recorrente (3)	167	245	-32%	-78
OPEX				
OPEX P. Ibérica (€ M)	197	206	-4%	-9
Core OPEX/MW (€/MW) - Eólico & Solar (4)	9,2	9,6	-5%	-0
OPEX Brasil (BRL M) (4)	252	256	-2%	-4

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Mar-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	13.748	13.480	2%	+268
Dívida líquida ajustada /EBITDA (x) (5)	4,0x	4,0x	0%	0,0x

(1) Inclui capacidade eólica, solar, hídrica e mini-hídrica; (2) CESE: Contribuição extraordinária do sector de energia; (3) Exclui impactos não recorrentes, descritos na pág. 3 (EBITDA) e pág. 4 (Resultado líquido); (4) Não ajustado para a IFRS 16; (5) Líquido de activos regulatórios; Com base EBITDA recorrente últimos 12 meses e classificação da obrig. híbrida como capital em 50% (incl juros).

Decomposição do EBITDA

EBITDA (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19	YoY		
													Δ %	Δ Abs.	
Renováveis	556	585	-5%	-30	585	570	390	650	556					-5%	-30
Redes	243	219	11%	+24	219	201	214	197	243					11%	24
Clientes & Gestão de energia	116	85	35%	+30	85	74	67	96	116					35%	30
Outros	7	3	123%	+4	3	(16)	17	(36)	7					123%	4
EBITDA consolidado	921	893	3%	+29	893	829	688	907	921					3%	29
- Ajustamentos (1)	(0)	(18)	100%	+18	(18)	0	-	49	(0)					-100%	18
EBITDA recorrente	921	911	1%	+10	911	829	688	858	921					1%	10



O EBITDA cresceu 3% face ao período homólogo (+€29M), para €921M no 1T19. Os benefícios da expansão do portfólio (€41M) foram penalizados por um impacto negativo de €149M, face ao período homólogo, causado pela fraca hidraulicidade e, de certo modo, fraca eolicidade: A hidraulicidade em Portugal diminuiu 48% e a eolicidade, em média, nas nossas geografias diminuiu 7%, face à média de longo prazo. Excluindo impactos extraordinários (*), o EBITDA recorrente aumentou 1%, face ao período homólogo, €921M em 1T19, excluindo os impactos cambiais da apreciação do USD em 8% face ao EUR e na depreciação do BRL em 7% face ao EUR, o EBITDA recorrente cresceu 2%.

A partir de 1-Jan-19, a EDP está a mudar a forma como reporta as suas divisões de negócio, alinhando-as com a transição energética e com a forma como a estrutura da empresa e a organização estão a evoluir. Os novos segmentos são: Renováveis (englobando as nossas operações de activos eólicos e solares, bem como as operações de activos hídricos na P. Ibérica e Brasil), Redes Reguladas (incluindo as nossas operações de distribuição de energia na P. Ibérica e no Brasil, bem como as nossas actividades de transmissão no Brasil) e Clientes e Gestão de Energia (Incluindo a comercialização, produção térmica e actividades de gestão de energia). A gestão integrada de todo o portfolio é um factor chave na estratégia de controlo de risco e criação de valor da EDP.

Renováveis (61% do EBITDA) – o EBITDA diminuiu para €556M no 1T19, ficando 5% abaixo do 1T18 (-€30M face ao período homólogo), ou 6% abaixo em termos recorrentes. Os benefícios da expansão do portfolio (+€31M), impostos de produção mais baixos (+€19M) e preços de venda médios mais altos (+€73M) foram negativamente afectados pelo factor clima adverso: i) -€85M devido à fraca hidraulicidade na P. Ibérica (recursos ficaram 48% abaixo da média de longo prazo em 1T19 vs. 7% abaixo em 1T18); ii) -€64M provocado por uma fraca eolicidade (-7% face à média de longo prazo em 1T19 vs. +5% em 1T18). Adicionalmente, face ao período homólogo a evolução do EBITDA foi impactada pela desconsolidação de algumas mini-hídricas em Portugal e no Brasil (-€19M, após a alienação deste activos no 4T18), menores receitas de PTC (-€11M) e a adopção da IFRS16 desde 1-Jan-19 (impacto positivo de €12M em FSE, principalmente nas operações relacionadas com os activos eólicos). O impacto cambial no EBITDA atingiu os +€6M pela apreciação do USD em 8% face ao EUR e a depreciação do BRL em 7% face ao EUR.

Redes Reguladas (26% do EBITDA) – O EBITDA aumentou 11% (+€24M), para €243M, devido às nossas actividades no Brasil, nomeadamente: (1) Inauguração da primeira linha de transmissão, Espírito Santo, em Dez-18 (+€10M); (2) aumento de 5% de electricidade distribuída no Brasil (+€9M) devido ao aumento do número de clientes e da procura. O impacto cambial na distribuição foi de -€6M. O Opex em Portugal caiu €5M (-6%), por meio das iniciativas de digitalização, principalmente o aumento dos *smart meters*/telecontagem e redução do número de reclamações/pedidos.

Clientes e Gestão Energética (13% do EBITDA) – o EBITDA aumentou €30M (+35%). Na P. Ibérica o EBITDA aumentou €39M face ao período homólogo, devido à normalização do contexto regulatório da comercialização, em Portugal, após um trimestre particularmente fraco em 2018 (EBITDA da comercialização na P. Ibérica aumentou €28M), enquanto que o EBITDA da produção térmica e GE na P. Ibérica aumentou €12M devido a um aumento de 5% da produção e redução dos impostos sobre a geração (Em Espanha, suspensão do imposto de produção de 7% e abolição do *green cent* para as CCGTs; Em Portugal, suspensão do mecanismo de clawback). **O EBITDA no Brasil caiu €9M** penalizado pelo menor despacho da central de Pecém, pelo efeito positivo em 2018 da revisão em baixa da disponibilidade de referência, uma redução de 30% do volumes de comercialização, devido a uma menor liquidez e aumento da volatilidade no mercado liberalizado de electricidade no 1T19, e depreciação do BRL.

(*) **Itens extraordinários: (i) -€18M em 1T18,** relativo ao impacto do segundo semestre de 2017 devido à diferença entre o ajustamento final do CMEC reconhecido em Dez-17 e aprovado pelo governo a Mai-18 (-€5M nas Renováveis e -€13M em Cliente e Gestão de Energia) **(ii) Nenhum impacto em 1T19.**

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA

Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.	2T18	3T18	4T18	1T19	YoY	
									Δ %	Δ Abs.
EBITDA	921	893	3%	+29	829	688	907	921	3%	+29
Provisões	4	(7)	-	+11	4	286	5	4	-151%	+11
Amortizações e imparidades exercício	374	351	6%	+22	348	350	396	374	6%	+22
EBIT	544	549	-1%	-4	477	53	506	544	-1%	-4
Juros financeiros líquidos	(155)	(148)	-5%	-7	(144)	(148)	(186)	(155)	5%	-7
Custos financeiros capitalizados	9	7	37%	+2	8	9	10	9	37%	+2
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo (1)	(53)	(44)	-21%	-9	(45)	(46)	(42)	(53)	21%	-9
Diferenças de câmbio e derivados	(6)	25	-	-31	(10)	(7)	(13)	(6)	-124%	-31
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	-	15	-	-15	5	(0)	94	-	-100%	-15
Outros ganhos e perdas financeiros	19	18	7%	+1	37	26	26	19	7%	+1
Resultados Financeiros	(186)	(127)	-46%	-58	(150)	(166)	(111)	(186)	46%	-58
Equival. patrimoniais em JVs e associadas (Detalhes pág. 27)	5	1	272%	+4	2	6	2	5	272%	+4
Resultados antes de Impostos	364	423	-14%	-59	330	(108)	397	364	-14%	-59
IRC e Impostos Diferidos	99	74	33%	+25	43	(67)	49	99	33%	+25
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>27%</i>	<i>18%</i>			<i>13%</i>	<i>62%</i>	<i>12%</i>	<i>27%</i>		
Contribuição Extraordinária para o Sector Energético	67	66	1%	+1	(2)	1	0	67	1%	+1
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	98	116	-16%	-19	75	40	125	98	-16%	-19
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	100	166	-39%	-65	214	(83)	222	100	-39%	-65

As **amortizações e imparidades** aumentaram 6% em termos homólogos, para €374M no 1T19, reflectindo o impacto da adopção da IFRS 16 nas locações (€15M), adições de capacidade nos últimos 12 meses (+429 MW) e impacto cambial, com a apreciação do dólar.

Os **resultados financeiros líquidos** ascenderam a -€186M no 1T19 (-46% ou -€58M em termos homólogos), devido a menores resultados com diferenças de câmbio e derivados, a adopção da IFRS 16 (€10M) e ganho reconhecido no 1T18 resultante da venda de uma participação de 20% em Moray East, projecto offshore no Reino Unido (€15M). As **diferenças de câmbio e derivados** totalizaram -€6M no 1T19 vs. €25M no 1T18, essencialmente afectados pelo impacto adverso no mark-to-market de hedges financeiros da evolução relativa de taxas de juros USD vs. EUR. No 1T18, esta rubrica inclui +€10M de resultado *mark-to-market* relacionado com *commodities*. Os **juros financeiros líquidos aumentaram 5% face ao 1T18 (-€7M)**, para €155M no 1T19 suportados pelo aumento de 30 p.b. em termos homólogos do custo médio da dívida (de 3,7% no 1T18 para 4,0% no 1T19): apesar da dívida média ser mais baixa (-1% ou -€0,2MM face a 1T18), houve um aumento do peso do Dólar e Real na nossa dívida líquida em termos homólogos (+8 p.p. e +1 p.p. para o Dólar e o Real, respectivamente), bem como a emissão da obrigação híbrida (€1MM) em Jan-19, o que conduziu a um aumento do custo médio. Os custos relacionados com **"unwinding" de responsabilidades de longo prazo** aumentaram €9M face a 1T18, explicado essencialmente pela adopção da IFRS 16. **Os custos financeiros capitalizados**, no valor de €9M no 1T19 (+€2M face a 1T18), respeitam essencialmente à transmissão no Brasil e construção de nova capacidade renovável.

As **equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas** aumentaram €4M face a 1T18, ascendendo a €5M no 1T19, reflectindo o impacto da contribuição das nossas centrais hídricas no Brasil, eólica nos EUA e Espanha e na distribuição no Brasil (CELESC). (Detalhes na pág. 27)

O **imposto sobre o rendimento** ascendeu a €99M em 1T19 (+€25M vs. 1T18), no seguimento de uma elevada taxa efectiva de imposto no 1T19 (27%) vs. 18% no 1T18.

Os **interesses não controláveis** totalizaram €98M no 1T19 (-16% ou -€19M em termos homólogos), justificado pelo menor resultado líquido da EDPR: €55M ao nível da EDPR (-€25M face a 1T18) e €44M ao nível da EDP Brasil (+7M face a 1T18) (Detalhes na pág. 27).

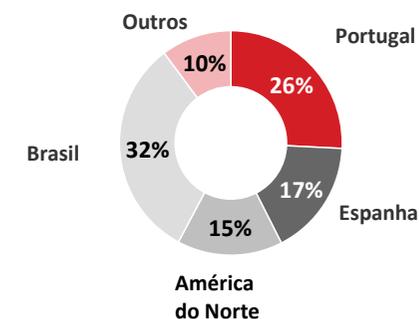
Em suma, o resultado líquido atingiu €100M em no 1T19. Excluindo efeitos não recorrentes(*) o **resultado líquido recorrente caiu 32% em termos homólogos, para €167M no 1T19**, devido aos custos financeiros e impostos mais elevados no 1T19, que mais do que mitigaram o impacto positivo do crescimento da distribuição no Brasil e aumento de capacidade renovável.

(*) **Eventos não recorrentes: (i) -€79M no 1T18, incluindo a contribuição extraordinária para o sector de energia (-€66M) e diferença entre o ajuste final do CMEC reconhecido a Dez-17 e aprovado pelo Governo a Maio-18 (-€13M); (ii) -€67M no 1T19 incluindo a contribuição extraordinária para o sector de energia feita pela EDP.**

Actividade de Investimento

Invest. Operacional (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19
Expansão	222	283	-21%	-61	283	217	505	389	222			
Renováveis	158	278	-43%	-120	278	202	465	365	158			
Redes	63	5	-	+59	5	11	39	19	63			
Outros	1	1	30%	+0	1	4	1	5	1			
Manutenção	122	85	44%	+37	85	144	163	245	122			
Renováveis	5	6	-8%	-0	6	6	9	20	5			
Redes	91	61	50%	+30	61	86	106	175	91			
Outros	26	19	39%	+7	19	52	48	51	26			
Investim. Operacional Consolidado	344	368	-6%	-23	368	362	668	634	344			

CAPEX 1T19



Actividade Líquida Expansão (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Investim. Operacional Expansão	222	283	-21%	-61
Investim. Financeiro Líquido	177	64	177%	+113
Renováveis	167	-	-	+167
Redes	-	61	-	-61
Outros	10	3	254%	+7
Desinvestim. Financeiro Líquido	-	70	-	-70
Renováveis	-	40	-	-40
Rotação de activos	-	40	-	-40
Outros	-	-	-	-
Redes	-	-	-	-
Outros	-	30	-	-30
Encaixe Parcerias Institucionais	0	(0)	-	+1
Outros (1)	458	55	728%	+403
Actividade de Expansão Líquida	858	332	159%	+526

O investimento operacional consolidado ascendeu a €344M no 1T19, reflexo da estratégia de diversificação do portefólio a nível geográfico: 32% do investimento operacional foi alocado ao Brasil (dois terços dos quais para investimento de expansão), 15% foi investido na América do Norte, 43% na Pen. Ibérica (maioritariamente em redes) e 10% no Resto da Europa.

O investimento operacional de manutenção situou-se nos €122M no 1T19 (+44% face ao trimestre homólogo), 75% do qual foi dedicado às redes reguladas no Brasil e na Pen. Ibérica. Apesar de ser expectável que parte deste aumento do investimento operacional de manutenção se dilua ao longo do ano, este está também relacionado com o aumento dos investimentos para reduzir as perdas no Brasil e com o investimento em projectos de digitalização. Por sua vez, o investimento operacional de manutenção nas centrais térmicas diminuiu 28% no 1T19 vs. 1T18, reflexo do adiamento para o 2T19 de alguns trabalhos de manutenção.

O investimento em expansão, no valor de €222M no 1T19, foi especialmente dedicado à construção de nova capacidade renovável e a novas linhas de transmissão no Brasil:

- 1) Nova capacidade eólica e solar:** No 1T19, a EDP seguiu com a construção de 199 MW de Prairie Queen, nos EUA, um projecto no qual vendemos uma posição de 80% em Dez-18, mas assumimos os trabalhos de construção até ao seu comissionamento. O investimento alocado a este projecto está registado como investimento financeiro. Neste sentido, considerando este montante, o investimento total em nova capacidade eólica repartiu-se: 61% nos EUA, 38% na Europa, 1% no Brasil.
- 2) Novas linhas de transmissão no Brasil:** o investimento está a acelerar, com €63M investidos no 1T19 (quase tanto como o montante investido em todo o ano de 2018, no valor de €73M), com o início da construção dos lotes 11 (Maranhão) e 21 (Santa Catarina).

Os investimentos financeiros aumentaram em €113M para €177M no 1T19, principalmente como resultado de: (i) €97M de investimento na eólica onshore, relativo à construção de capacidade eólica já vendida em Dez-18 (199 MW de Praire Queen em construção, 100 MW de Nation Rise para entrar em operação no 4T19); (ii) contribuições de posições minoritárias de diversos projectos de eólica offshore em desenvolvimento (nos EUA, Reino Unido e França) e de projectos de eólica offshore floating na fase pré-comercial (em Portugal e França).

Neste trimestre, não houve qualquer desinvestimento financeiro. Contudo, em Abr-19 foi anunciado uma transacção de rotação de activos no valor de €0.8 MM, relativo a um portefólio de 997 MW de eólica na Europa (onde vendemos uma participação de cerca de 51%), cuja conclusão está prevista para o 2T19.

Em conclusão, a actividade de expansão líquida acelerou o ritmo de crescimento, com investimento financeiro líquido de €858M no 1T19, acima dos €332M do 1T18. Para além do investimento em expansão (+€222M) e investimentos financeiros (+€177M), este valor inclui o efeito de +€458M de pagamentos a fornecedores de activos fixos e a alteração no perímetro de consolidação, devido à classificação de activos para venda de diversos activos eólicos, que se refere maioritariamente à transacção de rotação de activos de parques eólicos anunciada em Abr-19, como anteriormente descrito.

Actividade de investimento em 1T19

€ milhões



Cash Flow Consolidado (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	3.188	3.673	-13%	-486
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	-	255	-	-255
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(2.624)	(3.146)	17%	+522
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(68)	(189)	64%	+121
Fluxo gerado pelas operações	496	592	-16%	-96
Receb./(pagamentos) de imposto s/ o rendimento	9	6	53%	+3
Fluxo das Actividades Operacionais	505	598	-16%	-93
Fluxo das Actividades de Investimento	(1.009)	(474)	-113%	-535
Fluxo das Actividades de Financiamento	269	(1.159)	-	+1.428
Variação de caixa e seus equivalentes	(234)	(1.034)	77%	+799
Efeito das diferenças de câmbio	13	(27)	-	+40
Variação da Dívida Líquida (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Fluxo Recorrente de Actividades Operacionais (1)	795	585	36%	+210
EBITDA recorrente	921	911	1%	+10
Investim Fundo de Maneio, Impostos e Outros	(127)	(326)	61%	+200
Investimento Operacional em Manutenção (2)	(130)	(100)	-30%	-30
Juros financeiros líquidos pagos	(146)	(141)	-4%	-5
Pagamentos a Parc. Institucionais EUA	(16)	(46)	65%	+30
Outros	(38)	(18)	-113%	-20
Fluxo de Caixa Orgânico Recorrente	465	281	66%	+185
Expansão	(858)	(332)	-159%	-526
Capex de Expansão	(222)	(283)	21%	+61
Recebimentos de Rotação de Activos	-	40	-	-40
Aquisições e alienações	(10)	-	-	-10
Outros Inv. Financ. Líq. (excl. Rotação de activos)	(167)	(34)	-392%	-133
Recebimentos de Parcerias Institucionais nos EUA	(0)	0	-	-1
Outros	(458)	(55)	-728%	-403
Variação de Activos Regulatórios	(225)	14	-	-238
Dividendos pagos a Accionistas EDP	-	-	-	-
Variações Cambiais	(72)	116	-	-188
Outros (Incluindo efeitos não recorrentes)	421	5	7605%	+416
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(268)	84	-	-352
Fundos Gerados pelas Operações (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	921	893	3%	+29
Imposto corrente	(59)	(70)	16%	+12
Juros financeiros líquidos	(155)	(148)	-5%	-7
Resultados de associadas e dividendos	0	(6)	-	+6
Ajustamentos a FFO	(89)	(21)	-331%	-68
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	618	648	-5%	-29

O fluxo de caixa orgânico recorrente aumentou para €465M no 1T19 (+66% em termos homólogos). Em detalhe, importa destacar: (i) **o fluxo de caixa operacional recorrente**, no valor de €795M no 1T19, ficou 36% acima do período homólogo, suportado por um investimento em fundo de maneio inferior (em comparação com um 1T18 particularmente forte), enquanto a contribuição de crescimento foi compensada por uma fraca hidraulicidade e eolicidade; (ii) **Juros líquidos pagos (líquido de juros capitalizados) no valor de €146M**, com um acréscimo de €5M em termos homólogos, espelhou a estratégia de risco controlado da EDP, financiando investimentos em moeda local (resultando num aumento do peso da dívida em USD e BRL) e a trajectória de descida da dívida; (iii) **investimento operacional de manutenção** (líquido de investimento em fundo de maneio relacionado com fornecedores de activos fixos), registou um acréscimo de €30M no 1T19, fruto de uma maior concentração de trabalhos no 1T19 (por comparação com o 1T18).

A **actividade de investimento em expansão** traduziu-se na aceleração do ritmo de crescimento, com um investimento líquido despendido a ascender €858M no 1T19, suportado por: i) **investimento em expansão** alocado à construção e desenvolvimento de nova capacidade eólica (€158M) e da execução de projectos de transmissão no Brasil (€63M); ii) **investimentos financeiros** (€177M), maioritariamente dedicado a eólico onshore (capacidade em construção, na qual vendemos já em Dez-18 uma posição maioritária no capital, com comissionamento em 2019); iii) pagamentos a fornecedores de activos fixos e alteração de perímetro de consolidação (em antecipação à nova transacção Asset rotation, anunciada em Abr-19), no valor de €458M.

Os **activos regulatórios** a Mar-19 cifraram-se em €225M, traduzindo a ausência de vendas de défice tarifário em Portugal no 1T19.

As **variações cambiais** tiveram um efeito desfavorável na dívida líquida, em €72M, resultado da apreciação do USD (+10%) e da depreciação do BRL (-7%), ambos face ao Euro e comparativamente a Dez-18.

A rubrica **Outros** inclui €500M de componente equity do híbrido emitido em Jan-19 (€1 MM), o qual é apenas parcialmente compensado pelo **impacto não recorrente** de €65M, correspondente a uma contribuição extraordinária para o Fundo de pensões dos trabalhadores em Portugal.

Em conclusão, a **dívida líquida** aumentou €0,3MM vs. Dez-18, para €13,7MM a Mar-19, reflexo da aceleração de investimentos de expansão, enquanto o encaixe de transacção Asset rotation é esperado nos próximos trimestres.

O FFO desceu 5% vs. 2018, totalizando €618M no 1T19, reflexo de (i) acréscimo de 3% no EBITDA reportado (detalhes na pág. 3); (ii) redução em €12M do montante de impostos correntes; o que mais que compensa; o que mais do que compensou (iii) a evolução desfavorável de ajustamentos FFO, essencialmente explicada por diferenças temporais (intra-anuais) da contribuição extraordinária para o fundo de pensões.

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

Posição Financeira Consolidada

Activo (€ M)	Mar vs. Dez		
	Mar-19	Dez-18	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	21.684	22.708	-1.023
Activos sob direito de uso	768	-	768
Activos intangíveis	4.801	4.737	65
Goodwill	2.125	2.251	-126
Inv. Financeiros, Activos p/ venda (Detalhe pág 27)	2.394	963	1.432
Impostos, correntes e diferidos	1.426	1.560	-134
Inventário	319	342	-23
Outros activos, líquido	7.690	7.071	619
Depósitos colaterais	195	193	2
Caixa e equivalentes de caixa	1.582	1.803	-221
Total do Activo	42.986	41.627	1.359

Capital Próprio (€ M)	Mar-19	Dez-18	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	9.185	8.968	217
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	4.005	3.932	73
Total do Capital Próprio	13.191	12.900	290

Passivo (€ M)	Mar-19	Dez-18	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	16.645	16.085	560
<i>Médio e longo prazo</i>	<i>13.592</i>	<i>13.462</i>	<i>130</i>
<i>Curto prazo</i>	<i>3.052</i>	<i>2.623</i>	<i>430</i>
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.320	1.407	-87
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.267	1.269	-2
Provisões	1.015	1.018	-3
Impostos, correntes e diferidos	1.307	1.238	69
Proveitos diferidos de invest. institucionais	967	962	5
Outros passivos, líquido	7.274	6.746	528
Total do Passivo	29.795	28.727	1.068

Total do Capital Próprio e Passivo	42.986	41.627	1.359
-------------------------------------------	---------------	---------------	--------------

Benefícios aos Empregados (€ M)	Mar-19	Dez-18	Δ Abs.
Benefícios aos Empregados (antes de impostos)	1.320	1.407	-87
Pensões	640	759	-120
Actos médicos e outros	680	648	32
Impostos diferidos s/ Benefícios Empregados (-)	-401	-422	21
Benefícios aos Empregados (líq. Imposto)	920	985	-66

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Mar-19	Dez-18	Δ Abs.
Activos Regulatórios	521	287	233
Portugal	489	216	272
Brasil	32	71	-39
Ajustamento "Fair value" (+)	0	-	0
Impostos diferidos s/ Rec. Fut. Activ. Regul. (-)	-154	-68	-86
Receb. Futuros da Actividade Regulada (líq. Imposto)	367	219	148

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €1,0MM vs. Dez-18 em €26,5MM a Mar-19, impactado principalmente pelo reconhecimento de um porfolio de activos eólicos na Europa sob “Activos detidos para venda” (-€1,1MM), antes de ser anunciada a venda dos mesmos a 23 de Abril, este efeito foi mitigado por: (i) A actividade de construção no trimestre; (ii) o efeito cambial positivo do USD (+1%) e do BRL (+1%) face ao EUR. A Mar-19, o imobilizado em curso ascendeu a €1,8MM (7% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis consolidado): 56% proveniente da EDPR, 4% da EDP Brasil e 40% ao nível da EDP.

A adopção da IFRS 16 resultou em €0,8 MM reconhecidos contabilisticamente como ‘Activos sob direito de uso’, principalmente relacionado com o registo contabilístico das locações financeiras dos terrenos dos parques eólicos, em contrapartida de ‘Outros passivos, líquido’.

Os **investimentos financeiros e activos detidos para venda líquido de passivos** aumentaram €1,4MM vs. Dez-18 (Detalhes na página 27), devido ao reconhecimento sob a conta “Activos detidos para venda” referido anteriormente e dos efeitos cambiais. De notar que, a Mar-19, os investimentos financeiros incluem: i) €426M ao nível da EDPR, correspondentes a participações minoritárias em parques eólicos (372MW) nos EUA e em Espanha, e participações de 33% e 29,5% em projectos *offshore* no Reino Unido e em França, respectivamente; ii) €452M ao nível da EDP Brasil, maioritariamente relacionados com as participações na Celesc (23,6%), Jari (50%), Cachoeira-Caldeirão (50%) e São Manoel (33%); e iii) €270M ao nível da EDP, incluindo uma participação de 50% na EDP Ásia (empresa detentora de 21% na CEM) e a Hydro Global (uma central hídrica em construção, no Perú).

Os **impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos** diminuíram €0,2MM vs. Dez-18, para €0,1MM a Mar-19 parcialmente influenciado pelo aumento dos Activos Regulatórios. O montante em **Outros activos, líquido** sofreu um aumento de €0,6MM vs. Dez-18 para €7,7MM a Mar-19, suportado pelo decréscimo de €0,2MM dos activos regulatórios. De salientar que outros activos (líquidos) incluem €0,16MM a receber da venda da Naturgas Distribución.

O montante total nominal de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** regrediu €0,2MM vs. Dez-18, para €521M a Mar-19 (**€367M líquidos de impostos**), conforme esperado, devido à falta de venda de défice tarifário. No 1T19, a dívida do sistema eléctrico português continuou a tendência de decréscimo (-€62M), actualmente em €3,78MM.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** aumentaram €0,2MM, para €9,2MM a Mar-19, reflectindo o resultado líquido do período (€0,1MM) e o efeito positivo das taxas de câmbio.

Os **interesses não controláveis** (Detalhes na página 27) mantiveram-se constantes em relação a Dez-18, a €4,0MM a Mar-19.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** caiu €0,1MM face a Dez-18 para €1,3MM a Mar-19 (**€0,9MM, líquido de impostos**), na sequência do pagamento recorrente de benefícios e actos médicos em 1T19, e de uma contribuição extraordinária de €65M para o fundo de pensões.

O **passivo relativo a parcerias institucionais líquido de proveitos diferidos** estável face a Dez-18, reflectindo os benefícios utilizados pelos parceiros de “*tax equity*” durante o período e da apreciação do valor do USD face ao EUR.

As **Provisões** a Mar-19 ascenderam a €1,0MM (estável face a Dez-18), principalmente devido às provisões relacionadas com o desmantelamento das centrais eléctricas (48%) e de uma provisão no valor de €285M relacionada com a alegada sobrecompensação dos CMEC, que a EDP está actualmente a contestar em Tribunal.

Outros passivos (líquidos) aumentaram €0,5 MM face a Dez-18, principalmente devido ao aumento dos passivos detidos para venda, relacionado com a venda previamente mencionada (+€0,3MM) e a adopção da IFRS-16, estes efeitos foram atenuados pela redução de passivos a fornecedores de equipamentos (-€0,4 MM), relacionado com o pagamento de capex, após a conclusão de vários projectos eólicos no final do ano de 2018.

Dívida Financeira Líquida

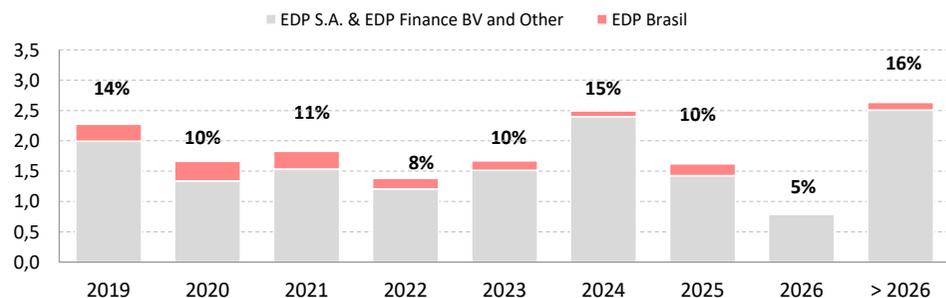
Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)	Mar-19	Dez-18	Δ %	Δ Abs.
Dívida Financeira Nominal	16.382	15.766	4%	616
EDP S.A. e EDP Finance BV	13.812	13.228	4%	584
EDP Renováveis	894	882	1%	12
EDP Brasil	1.677	1.656	1%	21
Juros da dívida a liquidar	177	258	-31%	-81
"Fair Value"(cobertura dívida)	85	61	41%	25
Derivados associados com dívida (2)	(123)	(116)	-6%	-7
Depósitos colaterais associados com dívida	(195)	(193)	-1%	-2
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(880)	(391)	-125%	-489
Dívida Financeira	15.448	15.385	0%	63
Caixa e Equivalentes	1.582	1.803	-12%	-221
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	766	922	-17%	-156
EDP Renováveis	280	386	-27%	-106
EDP Brasil	536	496	8%	40
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	118	102	15%	16
Dívida Líquida do Grupo EDP	13.748	13.480	2%	268

Linhas de Crédito a Mar-19	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	75	1	75	Jul-19
Linha Crédito "Revolving"	3.300	24	3.300	Oct-23
Linha Crédito "Revolving"	2.240	17	2.240	Mar-24
Linhas Crédito Domésticas	226	7	226	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	50	1	50	2021
Total Linhas Crédito	5.891		5.891	

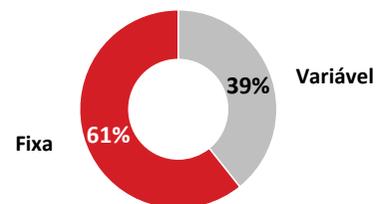
Ratings da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BBB-/Stable/A-3	Baa3/Stable/P3	BBB-/Stable/F3
Último Relatório de Rating	15/04/2019	03/04/2017	05/12/2018

Ráios de Dívida	Mar-19	Dez-18
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios (3)	4,0x	4,0x

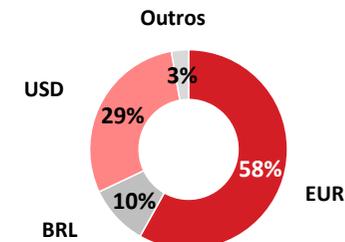
Maturidade da dívida (€M) a Mar-19 (1)



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



Dívida por tipo de moeda (1) (2) - Mar-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 assegurar as necessidades de refinanciamento com 12-24 meses de antecedência são princípios que continuam a fazer parte da estratégia de financiamento da empresa.

Em Abr-19, a S&P reafirmou a notação de rating da EDP em "BBB-", com o Outlook 'Estável', sobre a 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 €2.095M do "RCF" de €2,240M até Mar-24 (excepto €145M que expiram em Mar-23) e emitiu €1,000M de dívida green subordinada com uma yield de 4,5% e maturidade em 2079.

Relativamente à estrutura de dívida por tipo de taxa, a Mar-19 61% do montante total da dívida tinha uma taxa de juro fixa, o que representa um aumento de 5p.p. face a Dez-18.

O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais atingiu 85% enquanto o remanescente da dívida foi angariado essencialmente através de empréstimos bancários. **As necessidades de refinanciamento para 2019** ascendem a €2,3MM, dos quais €1,4MM em obrigações e €0,9MM em empréstimos bancários. **Em 2020 e 2021** as necessidades de refinanciamento totalizam aproximadamente €3,5MM. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €7,6MM a Mar-19. Assim, a posição de liquidez permite agora à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além de 2020.

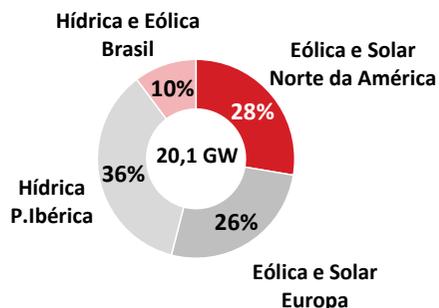


Segmentos de Negócio

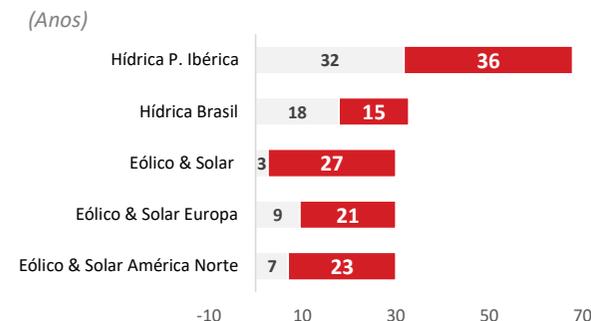
Renováveis: Base de activos e Actividade de investimento

Capacidade Instalada (MW)	Mar-19	Δ YTD	YoY		Sob Construção	
			Δ Abs.	Construído Vendido		
EBITDA MW	20.124	+30	+429	+878	-449	+354
Eólica e Solar	11.339	+38	+663	+863	-200	+354
EUA	5.332	-	+278	+478	-200	+199
Canadá	30	-	-	-	-	-
México	200	-	-	-	-	-
América do Norte	5.562	-	+278	+478	-200	+199
Espanha	2.288	-24	+44	+44	-	+53
Portugal	1.355	+47	+102	+102	-	-
França	436	+15	+26	+26	-	+4
Bélgica	71	-	-	-	-	+10
Polónia	418	-	-	-	-	+38
Roménia	521	-	-	-	-	-
Itália	221	-	+77	+77	-	+50
Europa	5.310	+38	+249	+249	-	+155
Brasil	467	-	+137	+137	-	-
Hídrica	8.785	-8	-234	+15	-249	-
P.Ibérica	7.186	-8	-87	+15	-102	-
Brasil	1.599	-	-147	+0	-147	-
MW Equity	910	0	+98	+58	+40	+330
Eólica onshore & Solar	371	0	+40	-0	+40	-
EUA	219	0	+40	-0	+40	-
Espanha	152	0	-	-	-	-
Eólica offshore	0	0	-	-	-	+330
Hídrica	539	0	+58	+58	-	+78
Latam	539	0	+58	+58	-	+78

Capacidade Renovável Instalada - Mar-19



Vida média e Vida residual dos activos (Anos)



A Mar-19, 74% da nossa capacidade instalada provém de tecnologias renováveis, num total de 20,1 GW. Adicionalmente, detemos participações minoritárias em projectos eólicos (no total de 371 MW, nos EUA e Espanha) e em 3 centrais hídricas no Brasil (com 539 MW de participação). Como reflexo da nossa estratégia de crescimento focada nos projectos de renováveis com contractos de longo prazo, há muito implementada, a **capacidade solar e eólica representam actualmente 56% de toda a nossa capacidade renovável** (11.339 MW instalados, dos quais 145 MW são capacidade solar). Este portfolio tem uma vida média de 7,9 anos e distribui-se por 11 países: 49% no Norte da América (EUA, Canadá e México), 47% na Europa (Polónia, Roménia, Espanha, Portugal, França, Bélgica e Itália) e 4% no Brasil.

Nos últimos 12 meses, construímos 887 MW de capacidade eólica e desmantelámos 24 MW, em Espanha, para repotenciação (aumento de capacidade líquida de 863MW): 54% nos EUA, 15% no Brasil, 11% em Portugal, 9% em Itália, 8% em Espanha e 3% em França. Deste total de adições de capacidade, **62 MW foram instalados no 1T19**: 47 MW em Portugal e 15 MW em França, ambos com tarifa *Feed-in*.

Como parte da nossa **estratégia de asset rotation**, vendemos uma participação de 80% (160 MW) no parque *Meadow Lake VI* no final de 2018, mantendo uma participação de 20% no projecto (40 MW). Adicionalmente, nesta transacção, acordámos a venda de uma participação semelhante em 299 MW a instalar em 2019 (incluindo 199 MW de *Prairie Queen* nos EUA, actualmente sob construção; e 100 MW em *Nation Rise*, no Canadá, a instalar no 4T19). Esta transacção enquadra-se na nossa estratégia de cristalizar valor antecipadamente e acelerar a criação de valor no desenvolvimento de nova capacidade renovável, reforçando, ao mesmo tempo, a nossa estrutura financeira e a adopção de um modelo de negócio progressivamente menos capital-intensivo.

A Mar-19, temos **354 MW de capacidade eólica onshore em construção**, principalmente nos EUA (199 MW), Espanha (53 MW, dos quais 24 MW repotenciação), Itália (50 MW) e Polónia (38 MW). Tratando-se sobretudo de projectos com remuneração contratada a longo prazo ou regulada, proporcionam uma visibilidade sobre os *cash-flows* futuros superior. Adicionalmente, **detemos 330 MW através de participações minoritárias** em projectos em construção, relacionados com os projectos offshore *Moray East* (316 MW, relativos à nossa participação de 33.3% no projecto), no Reino Unido; e com o projecto *Windplus floating* (14 MW), em Portugal.

No 1T19, o investimento líquido de expansão ascendeu a €770M, **incluindo investimento de expansão no valor de €158M), investimentos financeiros no valor de €167M** (€97M em projectos onshore *Prairie Queen* e *Nation Rise*, onde acordámos vender uma posição maioritária) e outros efeitos no valor de €459M (incluindo o pagamento a fornecedores de activos fixos e alteração do perímetro de consolidação, após a classificação de vários activos eólicos como “activos detidos para venda”, em antecipação à venda destes activos, no âmbito de “*asset rotation*” na Europa, anunciado a 23 de Abril).

O nosso portfólio hídrico é composto por 7.186 MW na P. Ibérica (c.40% de capacidade de bombagem) e 1.599 MW no Brasil, com produção maioritariamente contratada a longo prazo. A evolução da capacidade instalada face a Mar-18 reflecte a venda de algumas centrais mini-hídricas no 4T18, tanto em Portugal como no Brasil. A capacidade hídrica em construção (participação minoritária equivalente a 78 MW) corresponde ao projecto San Gaban (com um total de 209 MW) no Perú, em parceria com a CTG.

Investimento de expansão (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Investimento expansão	158	278	-43%	-120
América do Norte	53	136	-61%	-83
Europa	102	97	5%	+5
Brasil & Outros	3	45	-92%	-41
Investimentos Financeiros	167	0	-	+167
Encaixe de Parcerias institucionais	0	0	-35%	-0
Encaixe Rotação de Activos	0	40	-	-40
Outros (1)	459	-56	-	+515
Inv. Líquido em Expansão	783	261	199%	+521
Investimento de manutenção (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
P. Ibérica	5	4	12%	+5
Brasil	0	1	-66%	+0
Investimento de manutenção	5	6	-8%	+5

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

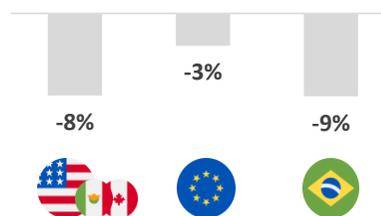
Demonst. de Resultados (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	674	727	-7%	-53
OPEX (1)	130	131	-1%	-2
Outros custos operac. (líq.)	-11	10	-	-22
Custos Operacionais Líq.	118	142	-17%	-24
EBITDA	556	585	-5%	-30
Amortizações, impar.; Provisões	211	190	11%	+21
EBIT	345	396	-13%	-51

Electric. Produzida (GWh)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	8.412	8.763	-4%	-351
Hídrica	4.012	5.989	-33%	-1.977
Produção Total	12.424	14.752	-16%	-2.328

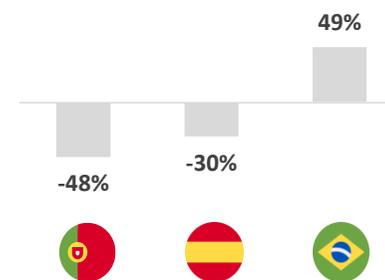
Detalhe Margem Bruta (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	474	477	0%	-2
América do Norte	173	165	4%	+7
Europa	289	304	-5%	-15
Brasil & Outros	13	7	75%	+5
Hídrica	200	251	-20%	-51
P.Ibérica	136	181	-25%	-46
Brasil	64	70	-8%	-6
Margem Bruta	674	727	-7%	-54
Receitas PTC & Outras (USD M)	47	52	-10%	-5
Margem Bruta ajustada (incl. Receitas PTC)	720	779	-8%	-59

Desempenho OPEX	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Core OPEX/Média MW				
Eólico & Solar	9,2	9,6	-5%	-0,5
Hídrica				
P.Ibérica	2,9	3,0	-5%	-0,1
Brasil	3,3	4,1	-19%	-0,8

Recursos eólicos 1T19 vs. Média de longo-prazo



Recursos hídricos 1T19 vs. Média de longo-prazo (1)



O EBITDA das renováveis ascendeu a €556M no 1T19, 5% abaixo do valor do 1T18 (-€30M). A performance foi impulsionada pelo aumento da capacidade eólica (+€31M), menores impostos à geração na P. Ibérica (+€19M) e aumento dos preços de venda de energia (+€73M). Estes efeitos foram, contudo, mitigados por fracos recursos renováveis: i) -€85M pela reduzida hidraulicidade na P. Ibérica (em Portugal, 48% abaixo da média LP no 1T19, vs. -7% no 1T18); ii) -€64M por força de fraca eolicidade nas regiões onde operamos (7% abaixo da média histórica, versus 5% acima no 1T18). Adicionalmente, a evolução homóloga está impactada pelo fim dos PTCs em alguns projectos eólicos (-€11M), pela adopção da IFRS16 (+€12M, maioritariamente nas eólicas); e ainda pela exclusão do perímetro de consolidação de centrais mini-hídricas em Portugal e no Brasil, alienadas no 4T18. O impacto cambial no EBITDA foi de +€6M: +€11M devido à apreciação do USD em 8% e -€5M pela depreciação do BRL em 7%, ambos face ao Euro.

No 1T19, a eolicidade na América do Norte situou-se abaixo da média histórica (-8% vs. +2% no 1T18), bem como no Brasil (-9% vs. -11%) e em Portugal (-13% vs. +21% in 1T18). Este efeito foi parcialmente compensado por uma eolicidade acima da média histórica no Resto da Europa (+7% vs. -3% no 1T18, maioritariamente explicada pela Europa de Leste). No conjunto, **os recursos eólicos ficaram 7% aquém da média histórica**, justificando uma redução do factor médio de utilização para 34% no 1T19 (vs. 38% no 1T18). Este efeito superou o impacto de **aumento de 6% da capacidade média instalada**, levando a uma queda de 4% no volume produzido. **O preço médio de venda no 1T19 subiu 3%** face ao 1T18, essencialmente pelo acréscimo dos preços na América do Norte e na Europa de Leste. **No global, a margem bruta manteve-se quase estável em €474M no 1T19** (excluindo proveitos de PTCs), pelo efeito líquido de aumento de capacidade na América do Norte e Brasil, reduzida eolicidade na P. Ibérica e boa performance (ao nível de preços e volumes) na Europa do Leste.

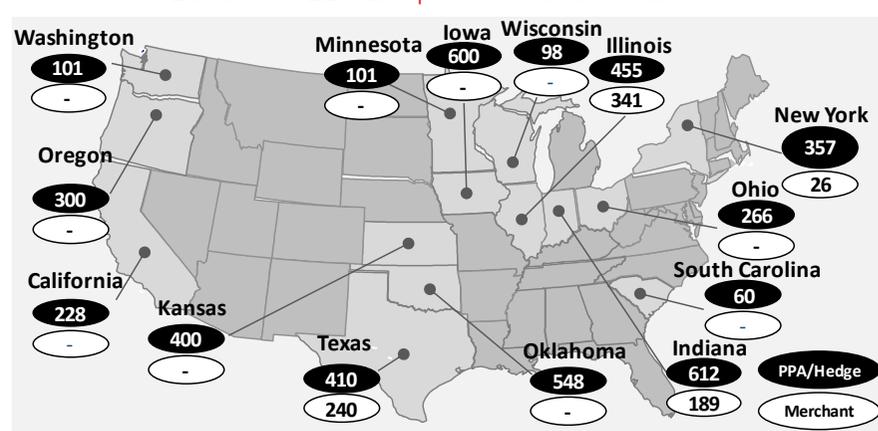
A margem bruta das hídricas em Portugal e Espanha recuou 25% no 1T19 vs 1T18, em consequência da redução de 33% na produção hídrica decorrente da seca sentida no trimestre (hidraulicidade 48% abaixo da média histórica no 1T19 vs. -7% no 1T18) e da venda de algumas centrais mini-hídricas. Este efeito foi apenas parcialmente compensado pelo aumento de 20% do preço médio de venda. Na bombagem, as baixas reservas hídricas resultaram numa queda de 34% nos volumes de bombagem, efeito parcialmente mitigado pelo aumento de 16% da margem unitária. **No Brasil, a margem bruta hídrica caiu 8%** no 1T19, reflexo da venda de algumas centrais mini-hídricas. O impacto negativo de ForEx foi compensado pela actualização à inflação do nosso portfolio maioritariamente contratado no LP e pelos benefícios da nossa estratégia de gestão integrada de portefólio.

O OPEX das renováveis esteve praticamente inalterado (-1% no 1T19 vs. 1T18), apesar do aumento da capacidade e do impacto cambial (+€4M). No portfolio eólico e solar, **o rácio Core OPEX por MW médio** (ajustado dos custos de offshore e efeitos cambiais) diminuiu 5%, para €9,2k. Excluindo o impacto da IFRS16 (€12M), este rácio teria sido 1% superior. **Na hídrica, os bons resultados do OPEX foram impactos pelo controlo apertado nos custos** (tanto na P. Ibérica como no Brasil) e o impacto cambial favorável, com uma queda de 9% para €3k por MW instalado.

Os outros custos operacionais líquidos traduziram-se num proveito de €11M no 1T19 (incluindo proveitos de PTCs €5M abaixo do 1T18) e um ganho adicional de +€10M, materializado no 1T19 e ainda relacionado com a transacção Asset rotation anunciada em Dez-18. A performance de **Outros Custos Operacionais Líquidos** reflecte também a suspensão durante o 1T19 de impostos sobre geração em Espanha e do Clawback em Portugal (-€14M nos custos) e o ganho obtido no 1T18, na venda de uma participação no projecto offshore UK (€15M).

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

EUA: MW EBITDA por mercado - Mar-19



Na América do Norte, a capacidade instalada totalizou 5.562 MW em Mar-19, dos quais 4.472 MW em eólica onshore e 90 MW em solar. Adicionalmente, detemos 219 MW de capacidade através de posições minoritárias em projectos eólicos. Como parte da estratégia da EDP de **rotação de activos**, a primeira venda de uma participação maioritária foi anunciada no 4T18, traduzindo-se num acréscimo de 40 MW no portfólio de posições minoritárias.

No 1T19, 82% do total de capacidade instalada na América do Norte está ao abrigo de contratos a longo prazo (CAEs/Hedge). A produção recuou 5%, uma vez que o efeito da fraca eolicidade (8% abaixo da média de longo-prazo e 11% abaixo do 1T18) mais do que compensou o efeito de expansão em 5% da capacidade média instalada. O **preço médio de venda** subiu 2% para USD45/MWh, impactado pelos EUA (efeito portfólio) e México. O preço médio de venda no Canadá esteve estável em moeda local.

A Mar-19, 1.964 MW instalados nos EUA recebem créditos fiscais à produção (PTC) por um período de 10 anos (USD25/MWh em 2019). No 1T19, os proveitos com PTCs caíram 17% vs. 1T18 para USD53M, resultado do término do período de 10 anos de PTCs em alguns parques eólicos, parcialmente compensado por novas parcerias estabelecidas.

O EBITDA caiu 7% para USD166M no 1T19, reflexo da evolução da margem bruta neste período, redução de 6% do rácio de OPEX Core/MW médio e do ganho adicional materializado na venda da participação de 80% de um portfólio de 499 MW na América do Norte anunciado em Dez-18 (+USD11M).

Ainda no 1T19, foi fechado um CAE de 104 MW no Colorado, referente a um projecto eólico que deverá entrar em operação em 2020.

Dados operacionais	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	5.562	5.284	5%	+278
EUA CAE/Hedge	4.536	4.364	4%	+172
EUA Mercado	796	691	15%	+106
Canadá	30	30	0%	-
México	200	200	0%	-
Factor médio de utilização (%)	37%	41%	-10%	-0
EUA	37%	41%	-11%	-5 p.p.
Canadá	36%	35%	3%	1 p.p.
México	49%	43%	13%	6 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	4.467	4.694	-5%	-226
EUA	4.235	4.486	-6%	-251
Canadá	23	22	3%	+1
México	210	185	13%	+24
Preço médio de venda (USD/MWh)	45	44	2%	+1
EUA	44	43	1%	+0
Canadá (\$CAD/MWh)	147	146	0%	+1
México	64	63	2%	+1
EUR/USD - Taxa média do período	1,14	1,23	8%	-0,10
Dados Financeiros (USD M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta Ajustada	249	267	-7%	-18
Margem Bruta	196	203	-3%	-7
Receitas PTC & Outras	53	64	-17%	-11
EBITDA	166	179	-7%	-13
EBIT	78	101	-23%	-23
Participações minoritárias (USD M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW Equity)	219	179	22%	+40
Equivalências patrimoniais em JV e associadas	1	-1	-	+2



- 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	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	10.828	10.770	1%	59
Eólica e Solar	3.643	3.497	4%	+146
Espanha	2.288	2.244	2%	+44
Portugal	1.355	1.253	8%	+102
Hídrica	7.186	7.273	-1%	-87
Factor médio de utilização (%)				
Eólica e Solar				
Espanha	32%	37%	-12%	-4 p.p.
Portugal	29%	39%	-25%	-10 p.p.
Hídrica	17%	26%	-34%	-9 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	5.081	6.865	-26%	-1.784
Eólica e Solar	2.455	2.831	-13%	-376
Espanha	1.621	1.766	-8%	-145
Portugal	834	1.066	-22%	-232
Hídrica	2.626	4.033	-35%	-1.408
Produção líquida	2.308	3.556	-35%	-1.248
Bombagem	317	477	-34%	-160
Preço médio de venda (€/MWh)				
Eólica e Solar				
Espanha	74	72	3%	+2
Portugal	91	94	-3%	-3
Hídrica	65	54	20%	+11

Dados Financeiros (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	340	414	-18%	-74
Eólica & Solar	204	232	-12%	-28
Espanha	128	132	-3%	-4
Portugal	76	100	-24%	-24
Hídrica	136	181	-25%	-46
EBITDA	281	323	-13%	-43
Eólica & Solar	168	181	-7%	-13
Hídrica	112	142	-21%	-30
EBIT	188	236	-20%	-48
Eólica & Solar	123	141	-13%	-18
Hídrica	65	95	-31%	-30

Participações minoritárias (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW Equity)	152	152	0%	-
Equivalências patrimoniais em JV e associadas	2,5	2,2	13%	+0

A capacidade renovável instalada na **P. Ibérica** totalizou 10,8 GW em Mar-19: 34% em eólica & solar e 66% em capacidade hídrica. A quase totalidade dos 3,6 GW do portfólio renovável não-hídrico é eólica (apenas 5 MW de solar em Portugal). Adicionalmente, a EDP detém posições minoritárias parques eólicos em Espanha (correspondente a 152 MW).

No 1T19, as **operações de eólica & solar representaram 60% do EBITDA de renováveis na P. Ibérica**. A **produção eólica & solar** diminuiu 13% face ao trimestre homólogo, essencialmente em Portugal, onde a eolicidade ficou 13% aquém da média, justificando uma queda de 10 p.p. em no factor médio de utilização, para 29%. Em Espanha, o factor médio de utilização reduziu-se em 4 p.p., para 32% no 1T19. O **preço médio de venda** em Portugal caiu 3% no 1T19 vs. 1T18, reflectindo a entrada em operação nos últimos 12 meses de nova capacidade com uma tarifa mais reduzida (€66/MWh). Em Espanha, o preço médio de venda aumentou 3% neste período, reflexo da subida do preço no mercado grossista. A **margem bruta da eólica & solar** diminuiu 12%, reflexo da fraca eolicidade, particularmente em Portugal.

No 1T19, a **geração hídrica representou 40% do EBITDA das renováveis na P. Ibérica**. A hidraulicidade em Portugal foi também particularmente fraca (48% aquém da média histórica vs. -7% no 1T18), o que levou a uma queda de 35% na produção hídrica por afluência. A geração a partir de bombagem foi também afectada pelas baixas reservas hídricas, apresentando uma redução de 34% na produção. O **preço médio de venda da produção hídrica** aumentou 20% no 1T19 face ao trimestre homólogo, para €65/MWh, reflexo da subida do preço da pool e do seu custo de oportunidade. O custo da bombagem teve um desconto de 45% face ao preço da pool, demonstrando a sua importância na estabilização de margem, particularmente em períodos de seca. A **margem bruta das hídricas** diminuiu 25%, particularmente em Portugal, devido ao maior peso dos activos hídricos.

Em suma, o EBITDA na P. Ibérica caiu 13% para €281M no 1T19 face ao período homólogo, uma vez que a queda da margem bruta registada neste período foi parcialmente compensada pela suspensão do clawback (Portugal) e dos impostos de geração (Espanha) durante o 1T19, bem como pelo impacto não recorrente do CMEC no ano passado.



- 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* actualizada com inflação e negativamente correlacionada com o factor de utilização
- Duração: 15 anos (tarifa *Feed-in* com inflação) + 7 anos (extensão com limite superior e inferior €74/MWh - €98/MWh)
- 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 VENTINVESTE: preço definido em leilão internacional e competitivo para 20 anos (ou os primeiros 44 GWh por MW) de €66/MWh

Dados operacionais	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
MW EBITDA	1.667	1.564	7%	+103
Roménia	521	521	0%	-
Polónia	418	418	0%	-
França	436	410	6%	+26
Itália	221	144	53%	+77
Bélgica	71	71	0%	-
Factor médio de utilização (%)	33%	32%	3%	1 p.p.
Roménia	32%	30%	5%	1 p.p.
Polónia	40%	29%	40%	11 p.p.
França	25%	37%	-33%	-12 p.p.
Itália	41%	34%	19%	6 p.p.
Bélgica	30%	33%	-8%	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.175	1.079	9%	+96
Roménia	356	340	5%	+16
Polónia	362	258	40%	+103
França	225	324	-30%	-99
Itália	186	107	73%	+79
Bélgica	46	50	-7%	-4
Preço médio de venda (€/MWh)	79	71	10%	+7
Roménia (RON/MWh)	323	239	36%	+85
Polónia (PLN/MWh)	293	204	43%	+89
França	90	91	-1%	-1
Itália	98	116	-16%	-18
Bélgica	107	104	2%	+3
Taxa de Câmbio - média do período				
PLN/EUR	4,30	4,18	-3%	+0
RON/EUR	4,73	4,66	-2%	+0

Dados Financeiros (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	95	77	23%	+18
Roménia	26	17	51%	+9
Polónia	26	13	94%	+12
França & Bélgica	25	34	-27%	-9
Itália	18	12	47%	+6
EBITDA	77	56	37%	+21
EBIT	55	36	53%	+19

Nos mercados europeus fora da Península Ibérica, a capacidade instalada ascendeu a 1,7 GW a Mar-19, concentrada em activos eólicos *onshore*: 1.617 MW *onshore* e 50 MW de capacidade solar, na Roménia.

No 1T19, a produção aumentou 9% face ao período homólogo, impulsionado por um aumento do factor médio de utilização (+3%) e por um aumento de 7% da capacidade instalada. O aumento do factor médio de utilização é essencialmente explicado por uma eolicidade acima da média, no período (7% acima da média de longo prazo), principalmente na Polónia (+11 p.p. no factor médio de utilização, para 40% no 1T19) e Itália (+6 p.p. no factor médio de utilização, para 41% no 1T19). O aumento da capacidade instalada foi resultado da inauguração de 77 MW, em Itália, e 26 MW, em França.

O preço médio de venda no 1T19 aumentou 10% em termos homólogos, principalmente na Polónia (preços de mercado mais altos e maior valor atribuídos aos certificados verdes) e Roménia (subida de preço de mercado). A adição de nova capacidade no último ano, em França e Itália, justifica a redução do preço médio na geografia.

Em suma, o EBITDA nos mercados europeus fora da Península Ibérica aumentou +€21M ou 37% face ao período homólogo, ascendendo a €77M no 1T19, devido à nova capacidade instalada (+7%), maior disponibilidade do recurso eólico (+7% face à média de longo prazo) e recuperação dos preços na Europa de Leste fizeram aumentar a margem bruta em 23%.



- 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 podem ser negociados até Mar-2032.



- O preço da eletricidade 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	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW)	2.066	2.076	0%	-10
Eólica	467	331	41%	137
Hídrica	1.599	1.746	-8%	-147
Factor médio de utilização (%)				
Eólica	25%	24%	5%	1 p.p.
Hídrica	40%	52%	-23%	-12 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.700	2.115	-20%	-415
Eólica	314	159	98%	+155
Hídrica	1.386	1.956	-29%	-570
Hídrica - Volumes vendidos	2.411	2.234	8%	+177
Receitas Contratadas (CAE)	2.184	1.601	36%	+584
Outros	227	633	-64%	-407
Garantia Física de Hídrica (GWh)	1.237	1.821	-32%	-584
Preço médio de venda (R\$/MWh)				
Eólica	219	233	-6%	-14
Hídrica	161	189	-15%	-28
Taxa de Câmbio - média do período				
EUR/BRL	4,28	3,99	-7%	+0,29

Dados Financeiros (R\$ milhões)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	335	308	9%	+26
Eólica	61	32	93%	+29
Hídrica	274	277	-1%	-3
Receitas Contratadas (CAE)	345	301	15%	+45
Impacto GSF (líqº de coberturas) & Outros	-72	-24	-199%	-48
EBITDA	300	274	10%	+27
Eólica	45	19	136%	+26
Hídrica	255	255	0%	+1
Lajeado	116	101	16%	+16
Peixe Angical	91	80	14%	+11
Outros	49	74	-35%	-26
EBIT	230	213	8%	+17

Participações minoritárias (R\$ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW Equity)	539	481	12%	+58
Equiv. patrimoniais em JV e associadas	6	1	487%	+5

O nosso portefólio de renováveis do Brasil é constituído por **2,1 GW de capacidade instalada ao nível do EBITDA**: 467 MW de parques eólicos, com uma idade média de 2,7 anos; e 1.599 MW de centrais hídricas. Nos últimos 12 meses, a capacidade hídrica diminuiu em 147 MW no seguimento das vendas de Costa Rica, Santa Fé e EDP PCH (que detinha 7 centrais mini-hídricas) no 2S18. Por outro lado, a capacidade eólica aumentou em 137 MW, pela entrada em operação do parque babilónia (na Bahia) no 4T18.

Adicionalmente, a EDP detém posições minoritárias no capital de **3 centrais hídricas, com uma posição equivalente de 539 MW**: uma participação de 50% nas centrais hídricas de **Santo António do Jari** (393 MW) e **Cachoeira-Caldeirão** (219 MW), ambos em parceria com a CTG; 33% na central hídrica de **São Manoel** (700 MW, totalmente operacional a partir de Abr-18) em parceria com a CTG e Furnas. Estas são centrais bastante recentes, com uma idade média ligeiramente superior a 2 anos.

No 1T19, a electricidade renovável produzida no Brasil **diminuiu em 20% face ao trimestre homólogo, para 1,7 TWh**, devido à redução de 29% no volume de **geração hídrica** como resultado da venda das mini-hídricas e das menores afluências. Contudo, a energia hídrica vendida aumentou 8%, porque se comprou energia no mercado livre para vender nos CAE, e porque se fez sazonalização da entrega de energia em garantia física, alocando parte da energia vendida neste trimestre para o segundo semestre do ano, que tipicamente tem défice de energia.

A **geração eólica quase que duplicou (+98%)**, reflexo do aumento de 41% da capacidade instalada, aumento do recurso eólico e níveis de disponibilidade mais elevados.

No 1T19, o **preço médio de venda da geração hídrica situou-se nos R\$161/MWh**, o que representa uma redução de 15% face ao mesmo período do ano passado, principalmente impactada pela central hídrica de Peixe Angical (-33% redução anual na tarifa), cuja energia é actualmente vendida a 100% no mercado livre. Adicionalmente, o **preço médio de venda da geração eólica reduziu-se** em 15% para R\$199/MWh no 1T19, reflectindo o menor preço de PPA nos novos parques eólicos.

A **margem bruta no Brasil aumentou 9% para R\$335M no 1T19**, como resultado da performance dos activos eólicos e expansão do portefólio. A margem bruta das hídricas esteve praticamente estável neste período, apesar do aumento do PLD e da desconsolidação de algumas centrais hídricas (147 MW). Isto deve-se à estratégia de sazonalização da garantia física, com a alocação de energia ao segundo semestre do ano e à estratégia de coberturas para mitigar o risco hidrológico.

Em suma, o EBITDA das nossas renováveis no Brasil aumentou 10% face ao trimestre homólogo (+R\$27M) para R\$300M no 1T19, integralmente devido à evolução da margem bruta nas eólicas. A resiliência evidenciada na performance do nosso portefólio hídrico foi compensada pelo efeito da venda de algumas centrais hídricas.



- 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)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	459	441	4%	+18
OPEX (1)	141	145	-2%	-3
Outros custos operacionais (líquidos)	74	77	-3%	-3
Custos Operacionais Líquidos	216	222	-3%	-6
EBITDA	243	219	11%	+24
Amortizações, imparidades; Provisões	92	85	8%	+6
EBIT	151	133	13%	+18

OPEX & Capex performance	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)				
Portugal	89	93	-4%	-3
Espanha	177	169	5%	+8
Custos controláveis				
P. Ibérica (€/cliente)	33	32	4%	+1
Brasil (R\$/cliente)	51	50	3%	+1
Empregados (#)	5.817	5.466	6%	+351
Espanha	3.504	3.332	5%	+172
Brasil	2.313	2.134	8%	+179

Invest. operacional (2) (líq. de subs.) (€ M)	154	65	137%	+89
Portugal	47	30	55%	+17
Espanha	6	4	52%	+2
Brasil	102	31	-	+71
Distribuição	38	26	45%	+12
Transmissão	63	5	-	+59
Rede de Distribuição (Km) (3)	340	338	1%	2
Portugal	227	226	0%	+0
Espanha	21	21	0%	+0
Brasil	93	91	1%	+1

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, em expansão, no Brasil.

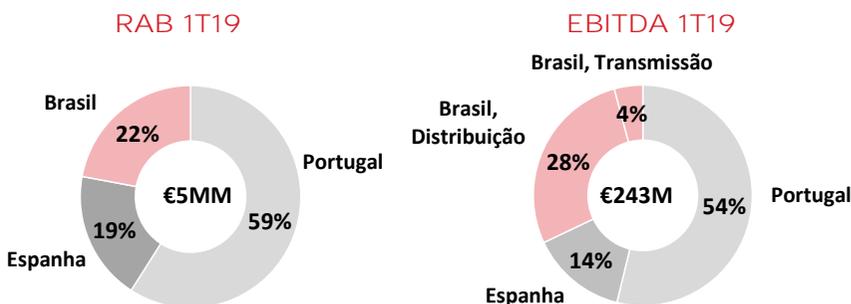
Em todas as nossas actividades de distribuição, a remuneração é baseada no retorno sobre a base de activos regulatórios, com incentivos de eficiência. O valor total da nossa base de activos regulatórios excede os €5MM: 59% em Portugal, 22% no Brasil e 19% em Espanha.

O EBITDA no 1T19 aumentou 11% face ao período homólogo (+€24M) através do crescimento da margem bruta (+€18M), sustentado na íntegra pela actividade desenvolvida no Brasil (32% do EBITDA, incluindo transmissão): (1) Inauguração da 1ª linha de transmissão, Espírito Santo, em Dez-18 (+€10M ao nível do EBITDA); (2) aumento da electricidade distribuída em 5,1%, face ao período homólogo (+€9,3M ao nível do EBITDA), devido ao aumento do número de clientes e ao forte crescimento da procura; o EBITDA foi negativamente afectado pelo efeito câmbio (-€6M no EBITDA, face ao período homólogo).

O OPEX nas Redes Reguladas caiu 2% face ao período homólogo (-€3M) to €141M, principalmente na P.Ibérica. Em Portugal (54% do EBITDA), os custos controláveis por cliente diminuiram 6% (-€5M), para €75M em 1T19, reflexo de forte controlo de custos e de um aumento do número de *smart meters* instalados. No Brasil, os custos controláveis por consumidor aumentaram 3%, em moeda local, (+R\$1M) face ao período homólogo, principalmente devido ao aumento do número de colaboradores (+8%, face a 1T18) e pelo efeito inflação na actualização dos salários, este efeito foi parcialmente mitigado pela integração de 63 mil novos clientes, face ao período homólogo.

Devido a alterações no perímetro interno de consolidação, o número de colaboradores n P. Ibérica aumentou 5%. Pro forma, o número de colaboradores nas Redes reguladas da P. Ibérica teria diminuído em 3%.

O Capex ascendeu aos €154M no 1T19, incluindo €63M dedicados à actividade de expansão, nomeadamente à construção das novas linhas de transmissão, Lote 11 e 21, nos Estados de Maranhão e Santa Catarina, respectivamente. O capex de manutenção (59% do total) esteve integralmente relacionado com a actividade de distribuição e instalação de *smart meters*, nomeadamente em Portugal (~200.000 no 1T19). No Brasil, o Capex foi de €38M (+45%, face ao período homólogo), principalmente relacionado com investimentos no melhoramento da rede e redução das perdas da electricidade distribuída.



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

Distribuição de Electricidade & CUR em Portugal

DR Operacional (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	273	274	0%	-1
OPEX	79	84	-6%	-5
Rendas de concessão	65	64	1%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	-2	0	-	-2
Custos Operacionais Líquidos	143	149	-4%	-6
EBITDA	131	126	4%	+5
Amortizações, imparidades; Provisões	66	62	6%	+4
EBIT	65	64	2%	+1

Desempenho Margem Bruta	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	273	274	-0%	-1
Regulada	271	272	-0%	-1
Não-regulada	2	3	-13%	-0

Rede de Distribuição	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Proveitos regulados (€ M)	263	263	0%	+0
Electricidade distribuída (GWh)	11.729	12.052	-3%	-322
Pontos de ligação à rede (mil)	6.232	6.194	1%	38

Comercialização de Último Recurso	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Proveitos regulados (€ M)	8	9	-13%	-1
Clientes fornecidos (mil)	1.099	1.190	-8%	-91
Electricidade vendida (GWh)	790	863	-8%	-73

Distribuição de Electricidade em Espanha

DR Operacional (€ Milhões)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	49	47	2%	+1
OPEX	15	13	12%	+2
Outros custos operacionais (líquidos)	0	1	-	-1
Custos Operacionais Líquidos	14	14	2%	+0
EBITDA	34	34	2%	+1
Amortizações, imparidades; Provisões	9	7	19%	+1
EBIT	26	26	-2%	-1

Desempenho Margem Bruta	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ milhões)	49	47	2%	+1
Regulada	48	47	1%	+1
Não-regulada	1	0	118%	+1
Pontos de ligação à rede (mil)	667	664	0%	+3
Electricidade distribuída (GWh)	2.227	2.410	-8%	-182

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

O **EBITDA** da actividade de distribuição e Comercialização de Último Recurso (CUR) em Portugal ascendeu a €131M no 1T19 (+4% face ao período homólogo, ou €5M), através de uma melhoria ao nível dos custos operacionais: os custos controláveis por cliente diminuíram 6% face ao período homólogo (-€5M) reforçando assim o forte desempenho de custos da EDP.

No 1T19, os proveitos regulados na actividade de distribuição de electricidade foram de €1.039M, traduzindo-se numa taxa de retorno implícita de 5,35% sobre os activos de AT/MT, que compara com os 5,42%, inicialmente estabelecidos pela ERSE.

O **volume de electricidade distribuída** caiu 3% face ao período homólogo (estável, ajustado de efeito temperatura e dias úteis), impulsionado principalmente pelo segmento residencial.

Na actividade do CUR (EDP SU), os proveitos regulados diminuíram 13% (-€1M), face a 1T18. O número de clientes fornecidos diminuiu em 91 mil no período, para 1.099 mil em Mar-19 (cerca de 18% do total), concentrando-se sobretudo no segmento residencial.

Os **custos controláveis** recuaram 4% no 1T19 (face a 1T18), principalmente suportados por melhorias operacionais (-€6M), nomeadamente devido a um menor número de reclamações, menor *switching* e maior percentagem de contagens remotas, regularização das condições climatéricas (-€1M) e implementação da IFRS-16 (-€1M).

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

Em Espanha, os termos dos proveitos regulados da distribuição de electricidade estão fixados para o período 2016-19, de acordo com o enquadramento regulatório definido em Dez-13 (Leis 24/2013 e RD 1048/2013), Dez-15 (Despacho ministerial IET 2660/2015) e Jun-16 (Despacho ministerial IET 980/2016), prevendo uma taxa de retorno sobre os activos correspondente a um prémio de 200 p.b. sobre as yields das OTs espanholas a 10 anos, equivalente a 6,5%. Adicionalmente, a CNMC propôs uma alteração do actual esquema regulatório baseado nas OT's para uma remuneração baseada no custo de capital das empresas (WACC), com uma taxa de retorno de 5,58% sobre o RAB para o próximo período regulatório. Através do decreto de lei 1/2019 (Jan-19) a CNMC é agora responsável por estabelecer o enquadramento regulatório para o próximo período regulatório, que começa em 2020, em vez do Ministério ou Governo, por isso, durante 2019, são esperados mais detalhes sobre o próximo período.

É também de notar que o volume de electricidade distribuída em Espanha, caiu 8%, face ao período homólogo, principalmente no segmento AT, devido ao abrandamento da atividade industrial na zona de concessão.

O **EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha** ascendeu a €34M no 1T19, reflexo de uma estabilidade dos proveitos regulados e estrutura de custos operacionais.

Taxa de Câmbio - Média do período	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
BRL/EUR	4,28	3,99	-7%	

DR Operacional (R\$ milhões)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	584	471	24%	+113
OPEX (1)	195	181	7%	+14
Outros custos operacionais (líquidos)	50	46	8%	+4
Custos Operacionais Líquidos	244	227	8%	+17
EBITDA	340	244	39%	+96
Amortizações, imparidades; Provisões	71	57	25%	+14
EBIT	269	188	43%	+81

Distribuição - Factores chave (R\$ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Cientes Ligados (Milhares)	3.454	3.391	2%	+63
EDP São Paulo	1.889	1.852	2%	+36
EDP Espírito Santo	1.565	1.538	2%	+27
Electricidade Distribuída (GWh)	6.535	6.217	5%	+317
Cientes regulados	3.715	3.562	4%	+153
Cientes em mercado livre	2.820	2.655	6%	+164
Electricidade Vendida (GWh)	3.715	3.562	4%	+153
EDP São Paulo	2.023	1.982	2%	+41
EDP Espírito Santo	1.691	1.580	7%	+111
Perdas técnicas (% de electricidade distribuída)				
EDP São Paulo	5,6%	5,5%	1,5%	0,1 p.p.
EDP Espírito Santo	7,6%	8,1%	-7,0%	-0,4 p.p.
Margem Bruta	536	469	14%	+67
Receitas reguladas	501	417	20%	+84
Outros	35	52	-33%	-17
EBITDA	295	244	21%	+51
EDP São Paulo	142	132	7%	+9
EDP Espírito Santo	153	112	37%	+41

Transmissão - Factores Chave (R\$ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	48	2	-	+47
EBITDA	45	0	-	+45
EBIT	45	0	-	+45

Participações minoritárias (R\$ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Equiv. patrimoniais em JV e associadas	-4	0	-	-4

No segmento das redes no Brasil, a **EDP exerce actividades nas áreas da distribuição e transmissão**. Na distribuição, a EDP Brasil detém 100% da **EDP São Paulo** e **EDP Espírito Santo**, que são as concessionárias da rede de distribuição nos estados com o mesmo nome. Em conjunto, a EDP Brasil tem cerca de 3,5 milhões de clientes conectados e distribuiu 25 TWh de electricidade em 2018, colocando a EDP Brasil como a 6ª maior empresa privada no negócio da distribuição neste país. Adicionalmente, em 2018 a EDP Brasil adquiriu uma participação de 23,56% na **CELESC**, que detém a concessão da rede de distribuição no estado de Santa Catarina, com cerca de 3 milhões de clientes.

Mais recentemente, a EDP entrou no negócio da transmissão, após ter ganho a concessão de uma linha de distribuição em 2016 e de outras quatro linhas em 2017. **Em Dez-18, entrou em operação a primeira linha de transmissão, no estado de Espírito Santo**, e é expectável que as restantes quatro linhas entrem em operação até 2021.

O novo período regulatório irá iniciar-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 já foi definido que se irá manter constante nos níveis actuais em 8,09%**, sendo também expectável que seja reconhecido uma maior base de activos.

O volume de electricidade distribuída aumentou no 1T19 em 5% vs. 1T18 para 6,5 TWh, impactada pelas temperaturas acima da média (nomeadamente no Espírito Santo), pelo aumento do número de clientes e pelo melhor contexto económico.

Na EDP São Paulo, a trajectória de redução das perdas não-técnicas que vem a acontecer nos últimos trimestres manteve-se, resultado dos investimentos efectuados para reduzir as perdas. Na EDP Espírito Santo, as perdas não-técnicas na baixa tensão aumentaram 0,63 p.p. face ao 4T18, devido ao aumento de temperatura verificada neste trimestre. Contudo, quando comparando o 1T19 com o período homólogo, houve uma redução de 0,15 p.p., reflexo dos investimentos já mencionados.

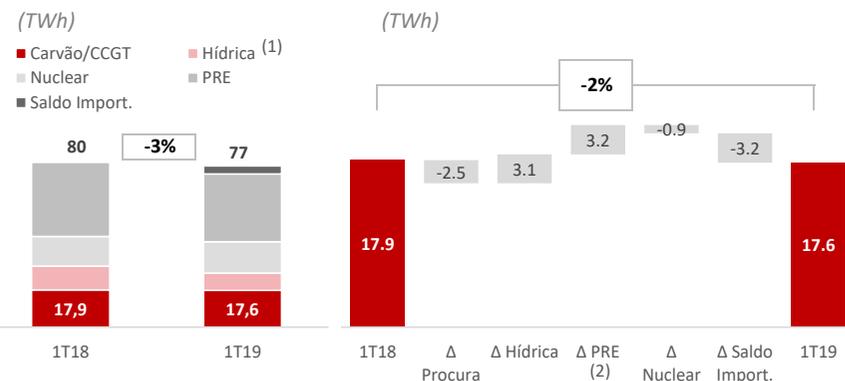
O OPEX e os outros custos operacionais aumentaram para R\$195M (+R\$14M) e R\$50M (+R\$4M) respectivamente, impactados principalmente pelo maior custo com pessoal e benefícios sociais, o que por sua vez está relacionado com o aumento do número de empregados e com a actualização salarial anual.

O EBITDA da nossa actividade de distribuição no Brasil subiu 21% para R\$295M no 1T19, maioritariamente devido a: (i) crescimento dos volumes de energia distribuída (+R\$40M); (ii) +R\$53M de ajustamentos tarifários em ambas as empresas.

Este foi o primeiro trimestre com um **EBITDA significativo no negócio da transmissão, que se situou em R\$45M**, uma vez que a nossa primeira linha de transmissão entrou em funcionamento em Dez-18.

Procura Bruta no 1T19

Procura Residual Térmica em 1T19



Principais factores (3)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Preço à vista de electric. (Espanha), €/MWh	55	48	14%	+7
Preço final de electric. (Espanha), €/MWh	60	55	8%	+5
Preço Fwd 1Y Mercado Ibérico de Elect.	55	49	12%	+6
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton	22,1	9,8	125%	+12
Carvão (API2), USD/ton	75	87	-13%	-12
Mibgas, €/MWh	21	22	-4%	-1
Gás NBP, €/MWh	19	22	-14%	-3
Brent, USD/Barril	63	67	-5%	-4
EUR/USD (Média do período)	1,14	1,23	8%	-0,10
Procura de Gás na P.Ibérica (TWh)	119	118	1%	+1

DR Operacional (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	191	179	7%	+12
OPEX	90	88	1%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	18	46	-62%	-28
EBITDA	84	45	88%	+39
EBIT	35	-1	-	36

Dados financeiros chave decomposição (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	191	179	7%	+12
Comercialização	71	43	66%	+28
Térmica e Gestão de energia	120	136	-12%	-16
EBITDA	84	45	88%	+39
Comercialização	8	-20	-	+28
Térmica e Gestão de energia	76	65	18%	+12
EBIT	35	-1	-	+36
Comercialização	-2	-28	92%	+26
Térmica e Gestão de energia	37	27	38%	+10

A presente secção reporta às actividades da EDP referentes a Clientes & Gestão de Energia na Península Ibérica.

A procura de electricidade na P. Ibérica diminuiu 3% no 1T19 face ao 1T18 (-2,5 TWh), após um aumento de 3% no trimestre. A procura residual térmica (PRT), i.e. procura de carvão e CCGT, reduziu 2% face ao 1T18 (-0,3 TWh), suportada por: (i) trimestre extremamente seco, com uma redução acentuada dos recursos hídricos na P.Ibérica (recursos hídricos 48% e 30% abaixo da média histórica no 1T19 em Portugal e Espanha, respectivamente, vs. 7% abaixo da média histórica em Portugal e 20% acima da média histórica em Espanha no 1T18); (ii) diminuição de 3,2 TWh na produção em regime especial, devido à queda na produção eólica, reflectindo a fraca eolicidade; e por sua vez (iii) aumento das importações líquidas de 3,2 TWh, maioritariamente devido ao aumento das importações oriundas de Marrocos; e (iv) aumento da produção nuclear (0,9 TWh). A produção a carvão diminuiu 18% em termos homólogos (-1,8 TWh) suportada pela duplicação dos preços de CO₂ face ao 1T18, conduzindo a uma mudança para produção das CCGT (+21% em termos homólogos ou +1,6 TWh). Em termos gerais, a queda na procura da P. Ibérica (-2,4 TWh) foi sustentada pela redução da produção de energia proveniente de fontes renováveis, parcialmente mitigada pelo aumento das importações líquidas.

O preço médio à vista aumentou 14% em termos homólogos, atingindo ~€55/MWh no 1T19 (-13% face a 4T18), impulsionado pelo aumento do preço médio de CO₂ (+125% face a 1T18), para €22/ton no 1T19. O preço médio final de electricidade subiu 8%, para €60/MWh. A diferença entre o preço final de electricidade e o preço da pool é essencialmente explicada pela contribuição da criação de perfis, do mercado de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

No mercado de gás da P. Ibérica, o consumo foi ligeiramente superior (+1% face a 1T18). O preço médio do gás NBP caiu 14%, devido à menor procura no mercado internacional de LNG, enquanto o preço médio do Mibgas caiu apenas 4%, devido ao maior peso de contractos indexados ao preço do petróleo no mercado Ibérico.

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 6.3 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.

A margem bruta do segmento de clientes & gestão de energia na P. Ibérica cresceu 7% em termos homólogos para €191M, suportado pelo negócio de comercialização. A margem bruta da comercialização aumentou 66% face a 1T18, para €71M, reflectindo uma normalização desse valor após o 1T18 ser anormalmente baixo. Contrariamente, a margem bruta da actividade de produção térmica & gestão de energia diminuiu 12%, devido às tendências de mercado acima referidas, e subsequente aumento dos custos de produção médios.

O EBITDA totalizou €84M no 1T19 (+88% face a 1T18), suportado pela performance da margem bruta, bem como a suspensão no 1T19 dos impostos sobre a geração em Espanha e o Clawback em Portugal.

Em termos gerais, o EBIT do segmento de clientes & gestão de energia na P. Ibérica ascendeu a €35M (+€36M vs. 1T18).

A EDP continua a seguir as condições de mercado para adaptar a sua estratégia de coberturas. Neste sentido, em 2019 a EDP já tem vendas contratadas de electricidade a clientes finais que totalizam ~30 TWh, a um preço médio de ~€58/MWh (excluindo os volumes de clientes indexados), e uma produção fechada para cerca de 95% da produção térmica esperada.

Comercial. - Factores chave e financeiros	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Carteira de clientes (Milhares)				
Electricidade	5.252	5.273	0%	-22
Portugal	4.101	4.139	-1%	-38
Espanha	1.151	1.134	1%	+17
Gás	1.556	1.539	1%	+16
Portugal	659	656	0%	+3
Espanha	897	883	2%	+14
Taxa de penetração Dual Fuel (%)	30%	30%	1%	+0
Rácio de serviços por contracto (%)	18%	17%	5%	+0
Volume de electricidade vendida (GWh)				
7.853	8.175	-4%	-322	
Residencial	3.654	3.819	-4%	-165
Industrial	4.200	4.357	-4%	-157
Volume de gás vendido (GWh)				
4.310	4.330	0%	-20	
Residencial	2.690	2.548	6%	+142
Industrial	1.620	1.782	-9%	-162
Margem bruta (€ M)	71	43	66%	28
EBITDA (€ M)	8	-20	-	28
EBIT (€ M)	-2	-28	92%	26
Capex (€ M)	4	2	81%	2

Térmica e GE - Factores chave e financeiros	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Produção (GWh)				
4.700	4.495	5%	+205	
CCGT	1.315	1.302	1%	+13
Carvão	2.971	2.779	7%	+192
Nuclear	332	331	0%	+1
Outros	82	84	-2%	-2
Factor médio de utilização (%)				
CCGT	16%	16%	1%	+0p,p,
Carvão	57%	54%	7%	+4p,p,
Nuclear	99%	99%	0%	+0p,p,
Custos de produção (€/MWh)				
51	41	25%	+10	
CCGT	69	58	19%	+11
Carvão	48	37	31%	+11
nuclear	5	5	-7%	-0
Margem Bruta (€ M)	120	136	-12%	-16
EBITDA (€ M)	76	65	18%	12
EBIT (€ M)	37	27	38%	10
Capex (€ M)	3	9	-65%	-6

A Mar-19, o **portfolio de clientes de electricidade da EDP na P. Ibérica** manteve-se relativamente estável em termos homólogos, com 5,3M de clientes, sobretudo no segmento residencial e PME (~47% do total do consumo). Ligeira queda em Portugal foi compensada por Espanha.

A EDP tem como objectivo expandir o seu portfolio de clientes, através da expansão na oferta de produtos e serviços inovadores, como parte da estratégia de construção de relações de longo prazo com os clientes suportado por um aumento no nível de satisfação e fidelidade dos clientes. A percentagem actual de clientes com oferta dual corresponde a 30%, compreendendo diferentes estágios de evolução na P. Ibérica: em Portugal, a penetração da oferta dual correspondia a 17% em Mar-19; e em Espanha, a percentagem de clientes com oferta dual ascendia a 79%. A taxa de penetração de contratos de serviços na P. Ibérica aumentou de 17% em Mar-18 para 18% em Mar-19.

O **volume de electricidade vendido na P. Ibérica** caiu 4% em termos homólogos, para 7,9 TWh no 1T19, em linha com a queda do mercado (-3% face a 1T18), enquanto os volumes de gás vendidos permaneceram estáveis em 4,3 TWh, reflectindo o impacto combinado de: (i) aumento de 6% em termos homólogos no segmento residencial; e (ii) queda de 9% em termos homólogos no segmento empresarial, reflexo de critérios comerciais mais selectivos.

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização na P. Ibérica** aumentou 66% face a 1T18, para €71M no 1T19, reflectindo a normalização do contexto regulatório ao nível das margens de comercialização em Portugal após um 1T18 particularmente adverso. A performance do **EBITDA** esteve em linha com a evolução da margem bruta, tendo em conta a estrutura de custos estável no período, atingindo €8M no 1T19.

O **portfolio de geração térmica na Península Ibérica** integra um total de 6,3 GW, dos quais 59% corresponde CCGT, 38% a centrais a carvão (86% com deNOx), 2% em nuclear e 1% centrais de cogeração e resíduos. A **produção no 1T19** subiu 5% no 1T19 em termos homólogos (+0,2 TWh), para 4,7 TWh, contrariamente à queda de 1% em termos homólogos da procura residual térmica na P. Ibérica.

O **custo médio de produção térmica** aumentou 25% em termos homólogos, para €51/MWh no 1T19, reflectindo: (i) nas nossas **centrais a carvão** (+31% face a 1T18), maiores preços de CO₂; (ii) **nas CCGTs** (+19% face a 1T18), preços de CO₂ e de gás mais elevados.

A **margem bruta do segmento de produção térmica & gestão de energia na P. Ibérica** diminuiu 12% em termos homólogos, para €120M no 1T19, impactado pelo maior custo de produção térmica acima referido e menor valor de pagamentos de capacidade, parcialmente mitigado pelo aumento da produção (+5% face a 1T18), para 4,7 TWh.

No entanto, o **EBITDA** aumentou 18% em termos homólogos, para €76M no 1T19, devido à suspensão dos impostos sobre a geração em Espanha e *clawback* em Portugal a partir de Out-18 e até Mar-19. De salientar que, em Espanha, o RDL de 5-Out-2018 aprovou a suspensão do imposto de geração de 7% por um período de 6 meses, com efeito a partir de 1-Out-18, tendo ainda abolido o imposto do centimo verde sobre o gás natural. Em conformidade, de forma a assegurar a harmonização dos mecanismos regulatórios no mercado Ibérico, o regulador em Portugal suspendeu o mecanismo de *clawback* com efeitos a partir de Out-18.

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

Factores Chave	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
PLD	290	196	48%	+94
GSF	149%	113%	32%	+36p.p.

EDP gestão de energia no Brazil 1T19



DR Operacional (€ M)	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta	38	51	-27%	-14
OPEX	7	10	-34%	-4
Outros custos operacionais Líquidos	-1	0	-	-1
EBITDA	32	41	-22%	-9
EBIT	20	29	-32%	-9

Taxa de Câmbio - Média do período	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
BRL/EUR	4,28	3,99	-7%	+0,29

Comerc. e GE - Factores chave e financeiros	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Vendas de electricidade (GWh)	2.872	4.086	-30%	-1.213
Margem Bruta (R\$ M)	24	45	-47%	-21
EBITDA (R\$ M)	14	34	-59%	-20
EBIT (R\$ M)	11	33	-67%	-22

Térmica - Factores Chave e Financeiros	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW)	720	720	0%	-
Electricidade Vendida (GWh)	1.132	1.449	-22%	-317
Receitas Contractadas (CAE)	807	1.186	-32%	-379
Outros	324	263	23%	+62
Disponibilidade Pecém	96%	98%	-1%	-1p.p.
Margem Bruta (R\$ M)	137	158	-13%	-21
EBITDA (R\$ M)	124	131	-6%	-7
EBIT (R\$ M)	78	91	-14%	-13

No 1º trimestre de 2019, o sector eléctrico no Brasil caracterizou-se por uma elevada volatilidade dos preços semanais de electricidade (PLD), resultado das constantes alterações nas projecções de hidraulicidade, sendo que o PLD médio do período (na região do Sudeste) aumentou 48% para R\$290/MWh. A média ponderada do GSF foi de 148,5% no trimestre, reflexo do facto dos agentes sazonalizarem a garantia física, alocando energia ao segundo semestre do ano, onde tipicamente há um défice de energia.

Nos últimos dois anos, a EDP tem vindo a adoptar uma estratégia de coberturas para mitigar o risco GSF/PLD, que passa pela repactuação do GSF, por descontratar parte da capacidade para vender energia no mercado livre (hedging natural) e por uma gestão integrada das nossas actividades de geração e comercialização. Devido ao baixo valor do GSF verificado nestes dois últimos anos, esta estratégia permitiu não só evitar perdas significativas (de cerca de R\$0,6 mil milhões por ano), mas também permitiu obter um ganho líquido. Contudo, devido ao maior GSF no 1T19 e à alocação de energia ao segundo semestre do ano, esta estratégia reduziu a margem bruta potencial em R\$52M neste trimestre, para R\$84M, sendo expectável que a contribuição para o ano de 2019 seja positiva.

A margem bruta das nossas actividades de comercialização e intermediação no Brasil teve uma queda de 47% no 1T19 vs. 1T18 para R\$24 M, impactado essencialmente pela redução de 30% nos volumes de electricidade, como resultado da: (i) elevada volatilidade do PLD no trimestre, que levou à falência de pequenos agentes do sector e aumentou as restrições de crédito; (ii) diminuição da liquidez no mercado livre; (iii) alterações repentinas nas previsões de PLD. **O EBITDA da comercialização e intermediação diminuiu 59%**, essencialmente pelo efeito na margem bruta.

A margem bruta de Pecém situou-se nos R\$137M no 1T19, o que representa uma redução de 13% face ao trimestre homólogo, reflexo de (i) ganho não-recorrente do ADOMP no 1T18, no valor de R\$12M, relacionado com a revisão em baixa da disponibilidade de referência para esta central, e (ii) do menor despacho da central, pelo efeito das condições hidrológicas no Nordeste.

edp'

Demonstrações de resultados
& anexos

1T19 (€M)	Renováveis	Redes Reguladas	Clientes & Gestão Energética	Activ. Corp. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	745	1.561	2.518	(1.080)	3.744
Margem Bruta	674	459	229	(1)	1.361
Fornecimentos e serviços externos	84	85	63	(32)	200
Custos com pessoal e benefícios sociais	46	56	34	23	159
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(11)	74	17	1	81
Custos Operacionais	118	216	113	(8)	439
EBITDA	556	243	116	7	921
Provisões	1	3	0	(0)	4
Amortizações e imparidades (1)	210	89	61	14	374
EBIT	345	151	55	(7)	544

1T18 (€ M)	Renováveis	Redes Reguladas	Clientes & Gestão Energética	Activ. Corp. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	784	1.851	2.544	(1.147)	4.032
Margem Bruta	727	441	230	(5)	1.393
Fornecimentos e serviços externos	87	92	68	(38)	209
Custos com pessoal e benefícios sociais	44	52	31	35	163
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	10	77	46	(5)	128
Custos Operacionais	142	222	145	(8)	501
EBITDA	585	219	85	3	893
Provisões	(0)	1	(0)	(8)	(7)
Amortizações e imparidades (1)	190	84	58	19	351
EBIT	396	133	28	(9)	549

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

Demonstração de Resultados por Trimestre

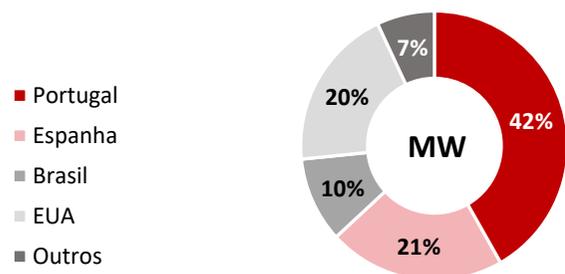
Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	4.032	3.527	3.752	3.967	3.744				-7%	-6%
Custo com vendas de energia e outros	2.639	2.227	2.582	2.730	2.383				-10%	-13%
Margem Bruta	1.393	1.299	1.170	1.237	1.361				-2%	10%
Fornecimentos e serviços externos	209	233	234	280	200				-5%	-29%
Custos com pessoal e benefícios sociais	163	162	147	180	159				-2%	-11%
Outros custos operacionais (líquidos)	128	75	100	(130)	81				-37%	-162%
Custos Operacionais	501	470	482	330	439				-12%	33%
EBITDA	893	829	688	907	921				3%	2%
Provisões	(7)	4	286	5	4				-151%	-28%
Amortizações e imparidades do exercício (1)	351	348	350	396	374				6%	-6%
EBIT	549	477	53	506	544				-1%	8%
Resultados financeiros	(127)	(150)	(166)	(111)	(186)				46%	68%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	1	2	6	2	5				272%	184%
Resultado antes de impostos e CESE	423	330	(108)	397	364				-14%	-8%
IRC e Impostos diferidos	74	43	(67)	49	99				33%	100%
Contribuição Extraordinária sobre o sector energético	66	(2)	1	0	67				1%	n.a.
Resultado líquido do período	282	289	(43)	347	198				-30%	-43%
Accionistas da EDP	166	214	(83)	222	100				-39%	-55%
Interesses não controláveis	116	75	40	125	98				-16%	-22%

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

Ativos de Produção: Capacidade Instalada & Produção

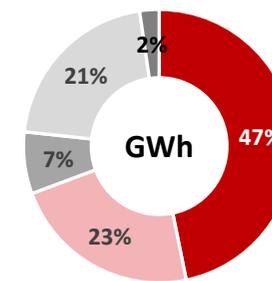
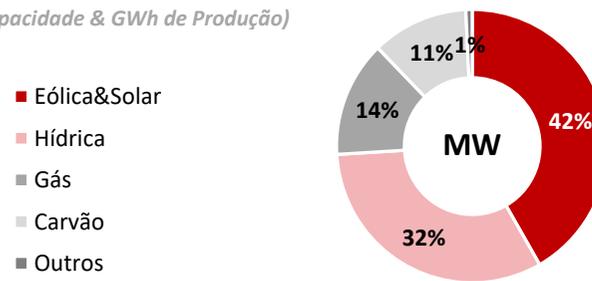
Tecnologia	Capacidade Instalada - MW (1)				Produção de Electricidade (GWh)				Produção de Electricidade (GWh)							
	Mar-19	Mar-18	Δ MW	Δ %	1T19	1T18	Δ GWh	Δ %	1T18	2T18	3T18	4T18	1T19	2T19	3T19	4T19
Eólico	11.194	10.531	663	6%	8.356	8.719	-363	-4%	8.719	6.620	5.145	7.648	8.356			
EUA	5.242	4.965	278	6%	4.196	4.455	-259	-6%	4.455	3.735	2.666	3.865	4.196			
Portugal	1.351	1.249	102	8%	832	1.064	-232	-22%	1.064	608	455	860	832			
Espanha	2.288	2.244	44	2%	1.621	1.766	-145	-8%	1.766	1.101	894	1.404	1.621			
Brasil	467	331	137	41%	314	159	155	98%	159	262	416	399	314			
Resto de Europa (2)	1.616	1.513	103	7%	1.160	1.068	92	9%	1.068	697	541	948	1.160			
Resto de Mundo (3)	230	230	0	0%	233	208	25	12%	208	217	173	173	233			
Solar	145	145	0	0%	55	43	12	28%	43	69	70	44	55			
Hídrica	8.785	9.019	-234	-3%	4.055	6.154	-2.099	-34%	6.154	5.863	3.189	4.090	4.055			
Portugal	6.759	6.847	-87	-1%	2.395	3.790	-1.395	-37%	3.790	4.172	2.249	2.437	2.395			
Bombagem	2.806	2.806	0	0%	-423	-636	213	34%	-636	-329	-130	-1.343	-423			
Fio de água	2.408	2.395			1.285	1.685	-400	-24%	1.685	2.424	1.098	954	1.285			
Albufeira	4.294	4.308			1.067	1.940	-873	-45%	1.940	1.605	1.120	1.425	1.067			
Mini-hídricas	57	143			43	165	-121	-74%	165	143	32	58	43			
Espanha	426	426	0	0%	274	408	-134	-33%	408	370	108	168	274			
Brasil	1.599	1.746	-147	-8%	1.386	1.956	-570	-29%	1.956	1.321	832	1.485	1.386			
Gás/ CCGT	3.729	3.729	0	0%	1.315	1.302	13	1%	1.302	846	1.802	1.383	1.315			
Portugal	2.031	2.031			768	907	-139	-15%	907	660	1.532	992	768			
Espanha	1.698	1.698			547	395	152	39%	395	186	270	391	547			
Carvão	3.124	3.124	0	0%	3.778	3.965	-187	-5%	3.965	3.926	5.260	4.320	3.778			
Portugal	1.180	1.180			1.934	1.734	200	12%	1.734	1.635	2.431	2.267	1.934			
Espanha	1.224	1.224			1.036	1.045	-9	-1%	1.045	1.248	1.861	1.794	1.036			
Brasil	720	720			807	1.186	-379	-32%	1.186	1.043	968	258	807			
Nuclear - Trillo (15,5%)	156	156	0	0%	332	331	1	0%	331	187	337	340	332			
Outros (Coger. & Resíduos)	49	49	0	0%	82	84	-2	-2%	84	82	73	70	82			
Portugal	24	24			49	51	-2	-4%	51	50	41	40	49			
Espanha	25	25			32	32	0	1%	32	32	32	30	32			
TOTAL	27.182	26.753	429	2%	17.974	20.598	-2.624	-13%	20.598	17.593	15.877	17.895	17.974			
Do qual:																
Portugal	11.350	11.336	15	0%	5.981	7.548	-1.567	-21%	7.548	7.127	6.711	6.598	5.981			
Espanha	5.816	5.772	44	1%	3.843	3.976	-133	-3%	3.976	3.123	3.502	4.128	3.843			
Brasil	2.787	2.797	-10	0%	2.507	3.301	-794	-24%	3.301	2.626	2.216	2.142	2.507			
EUA	5.332	5.055	278	5%	4.235	4.486	-251	-6%	4.486	3.779	2.711	3.896	4.235			

Capacidade Instalada por país a Mar-19



Detalhe por tecnologia a 1T19

(MW Capacidade & GWh de Produção)



RAB (€ M)	Mar-19	Mar-18	Δ %	Δ Abs
Portugal (€ M)	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 (€ M)	950	950	0,0%	-
Brasil (BRL M)	4.878	4.357	12,0%	522
EDP Espírito Santo	2.581	2.271	13,6%	310
EDP São Paulo	2.298	2.085	10,2%	212
TOTAL	5.036	5.010	0,5%	26

Redes	Mar-19	Mar-18	Δ %	Δ Abs.
Extensão das redes (Km)	339.976	338.235	0,5%	1.741
Portugal	226.589	226.124	0,2%	465
Espanha	20.724	20.630	0,5%	95
Brasil	92.663	91.481	1,3%	1.181
DTCs (mil)				
Portugal	19	15	24%	4
Espanha	7	7	1%	0
EBs (mil)				
Portugal	2.121	1.452	46%	669
Espanha	644	631	2%	13

Cientes Ligados (mil)	Mar-19	Mar-18	Δ %	Δ Abs.
Portugal	6.232	6.194	0,6%	38
Muito Alta / Alta / Média Tensão	25	25	1,1%	0,3
Baixa Tensão Especial	36	36	1,7%	0,6
Baixa Tensão	6.170	6.133	0,6%	37
Espanha	667	664	0,4%	3
Alta / Média Tensão	1	1	1,2%	0,0
Baixa Tensão	666	663	0,4%	2,6
Brasil	3.454	3.391	1,9%	63
EDP São Paulo	1.889	1.852	2,0%	36
EDP Espírito Santo	1.565	1.538	1,8%	27
TOTAL	10.353	10.249	1,0%	104

Qualidade de serviço	1T19	1T18	Δ %	Δ Abs.
Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (1)	10,9%	11,8%	-7,0%	-0,8 p.p.
Espanha	4,4%	4,1%	8,7%	0,4 p.p.
Brasil				
São Paulo	8,2%	8,5%	-3,5%	-0,3 p.p.
Técnicas	5,6%	5,5%	1,5%	0,1 p.p.
Comerciais	2,6%	3,0%	-12,7%	-0,4 p.p.
Espírito Santo	12,2%	12,8%	-4,3%	-0,5 p.p.
Técnicas	7,6%	8,1%	-7,0%	-0,6 p.p.
Comerciais	4,7%	4,7%	0,5%	0 p.p.
% Telecontagem				
Portugal	70%	65%	8%	5 p.p.

Electricidade distribuída (GWh)	1T19	1T18	Δ %	Δ GWh
Portugal	11.729	12.052	-2,7%	-322
Muito Alta Tensão	594	575	3,3%	19
Alta / Média Tensão	5.296	5.377	-1,5%	-81
Baixa Tensão	5.839	6.100	-4,3%	-260
Espanha	2.227	2.410	-7,6%	-182
Alta / Média Tensão	1.627	1.764	-7,8%	-137
Baixa Tensão	600	645	-7,0%	-45
Brasil	6.535	6.217	5,1%	317
Clientes Livres	2.816	2.652	6,2%	164
Industrial	426	470	-9,4%	-44
Residencial, Comercial & Outros	3.293	3.096	6,4%	197
TOTAL	20.491	20.679	-0,9%	-187

Investim. financeiros & Activos para venda / Interesses Não Controláveis

Investimentos financeiros & activos para venda	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado líquido (2) (€ M)				Valor Contabilístico (€ M)			
	Mar-19	Mar-18	Δ MW	Δ %	1T19	1T18	Δ Abs.	Δ %	Mar-19	Dez-18	Δ Abs.	Δ %
EDP Renováveis	371	331	+40	12%	2	1	+2	282%	426	357	+69	19%
Espanha	152	152										
Estados Unidos	219	179										
Outros	0	0										
EDP Brasil	539	481	+58	12%	0	0	+0	4%	452	456	-3	-1%
Produção - Hídrica	539	481										
Distribuição												
Pen. Ibérica (Ex-eólica) & Outros	10	41	-32	-77%	3	1	+2	366%	270	264	+6	2%
Geração	10	41										
Redes Reguladas												
Outros												
Activos detidos para Venda (líquido de passivos)									854	11	843	7619%
TOTAL	920	853	67	8%	5	1	4	272%	2.002	1.088	914	84%

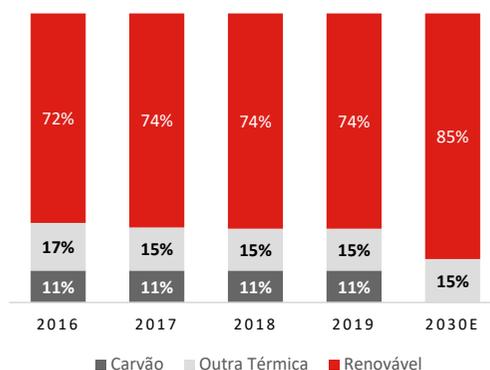
Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado líquido (2) (€ M)				Valor Contabilístico (€ M)			
	Mar-19	Mar-18	Δ MW	Δ %	1T19	1T18	Δ Abs.	Δ %	Mar-19	Dez-18	Δ Abs.	Δ %
EDP Renováveis	4.641	4.643	-2	0%	55	80	-25	-32%	2.776	2.739	+37	1%
Ao nível da EDP Renováveis:	2.783	2.785	-2	0%	40	63	-22	-36%	1.636	1.613	23	1%
P. Ibérica	853	851										
América do Norte	1.210	1.215										
Resto da Europa	557	557										
Brasil	162	162										
17,4% atribuíveis ao free-float da EDPR (3)	1.858	1.858	0	0%	14	17	-3	-18%	1.139	1.125	14	1%
EDP Brasil	1.963	1.814	149	8%	44	37	7	19%	1.263	1.225	+38	3%
Ao nível da EDP Brasil:	598	606	-8	-1%	12	11	1	10%	256	259	-2	-1%
Hídrica	598	606										
Outros	0	0										
49% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil	1.365	1.208	157	13%	32	26	6	23%	1.006	967	40	4%
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	12	24	-12	-49%	-1	-1	-1	94%	-33	-32	-1	4%
TOTAL	6.616	6.481	135	2%	98	116	-19	-16%	4.005	3.932	73	2%

Provisões (Líquido de imposto)	Benefícios aos empregados (€ M)			
	Mar-19	Dez-18	Δ Abs.	Δ %
EDP Renováveis	0	0	0	16%
EDP Brasil	117	115	2	2%
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	802	870	-68	-8%
TOTAL	920	985	-66	-7%

Desempenho de Sustentabilidade

Métricas Ambientais	1T19	1T18	Δ %
Capacidade instalada renovável (%)	74%	74%	0%
Certificação ISO 14001 (%)	96%	89%	8%
Emissões			
Emissões CO2 específicas (g/KWh) (1)	228	214	6%
Emissões GEE Scope 1 (ktCO2eq) (2)	4.079	4.394	-7%
<i>Combustão estacionária</i>	4.074	4.389	-7%
<i>Emissões SF6</i>	1,33	1,25	7%
<i>Frota Automóvel</i>	4,17	4,03	3%
<i>Consumo de gás natural</i>	0,02	0,05	-67%
Emissões GEE Scope 2 (ktCO2eq) (2)	214	193	11%
<i>Consumos de en. eléctrica em edifícios</i>	0,315	0,668	-53%
<i>Perdas de energia eléctrica na distribuição</i>	208	187	11%
<i>Auto-consumo centrais renováveis</i>	6	5	10%
Emissões NOx (kt)	3,15	3,24	-3%
Emissões SO2 (kt)	4,60	6,06	-24%
Emissões de Partículas (kt)	0,36	0,48	-24%
Recursos Naturais			
Consumo de energia primária (Tj) (3)	49.136	50.273	-2%
Resíduos encaminhados para destino final	66.696	68.297	-2%
Consumo específico de água doce (m3/GW)	304	281	8%
Matérias Ambientais (k€)			
Investimentos	9.638	6.092	58%
Gastos	72.471	38.778	87%
Multas e Penalidades Ambientais (k€)	2	0	100%
Métricas Sociais			
Emprego			
Colaboradores (#)	11.613	11.514	1%
Colaboradores femininos (%)	25%	24%	3%
Índice de rotatividade ou turnover	3,41%	3,17%	8%
Formação			
Total de horas (h)	79.990	75.624	6%
Colaboradores com formação (%)	45%	60%	-25%
Investimento directo com formação (k€)	704	931	-24%
Prevenção e Segurança			
Acidentes EDP (4)	6	6	0%
Acidentes Prest. de Serv. Externos (PSE)(4)	16	17	-6%
Acidentes mortais EDP	0	0	0%
Acidentes mortais PSE	0	2	-100%
Índice Frequência EDP	1,09	1,11	-2%
Índice Frequência PSE	1,60	1,91	-16%
Métricas Económicas			
Valor Económico Gerado (€ mil)			
Distribuído	3.130	3.551	-12%
Acumulado	800	696	15%
Economia baixo carbono			
EBITDA em Renováveis (%)	60%	66%	-8%
CAPEX em Renováveis (%)	47%	77%	-39%
Novas oportunidades de negócio			
Contadores inteligentes na Pen. Ibérica (%)	41%	30%	37%
Proveitos Serviços Energia/Vol. Neg. (%)	7%	7%	10%
Proveitos de Serviços de Ef. Energética (k€)	41.471	37.485	11%

Mix de Capacidade Instalada (5)



Ratings	Escala	2018 *	Posição **
SAM (DJSI)	[0-100]	85	2º
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]	21	3º
MSCI Reserch (MSCI ESG)	[CCC-AAA]	AAA	n.a.
CDP	[D ⁻ -A]	A-	n.a.
Ethisphere	S/N	Sim	n.a.

* Último disponível.

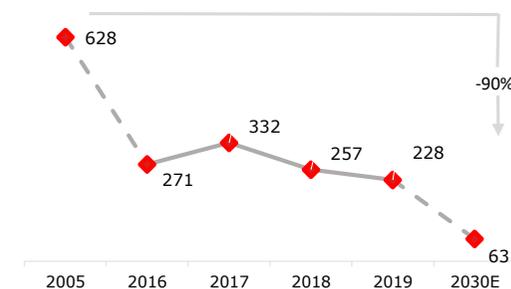
** Peers comparáveis.

*** Em 2018, o rating do Grupo passou a ser expresso como uma medida de risco.

Risco médio: 20-30.

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

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



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.

A informação detalhada sobre o progresso da contribuição da EDP para os Objectivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas pode ser consultada em: [www.edp.com>Investidores>Informação ao Investidor>Resultados>\"Dados Chave\"](http://www.edp.com>Investidores>Informação ao Investidor>Resultados>\)

(1) As emissões estacionárias não incluem as emissões resultantes da queima de gases siderúrgicos da ArcelorMittal em centrais da EDP em Espanha.

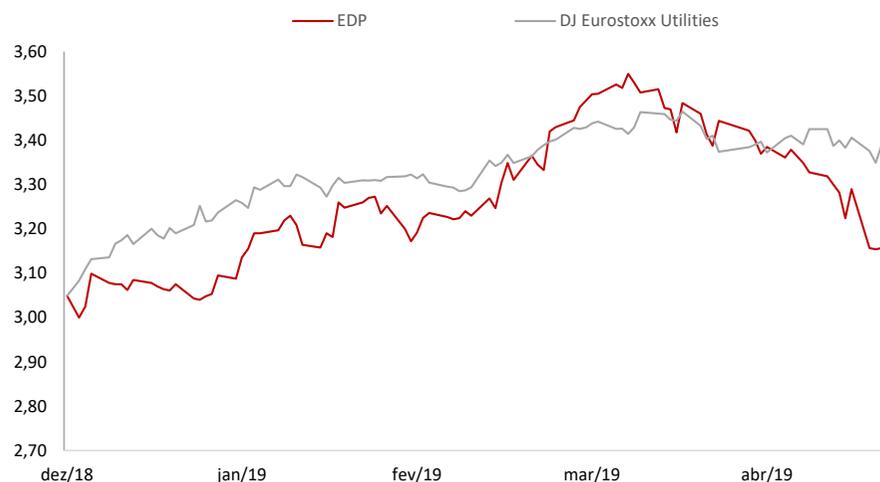
(2) Cálculo das emissões de âmbito 2 segundo a metodologia "location based" do GHG Protocol.

(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 1º trimestre de 2019.

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
- 1-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

EDP em bolsa	YTD	52W 15/05/2019	2018
Cotação da EDP (Euronext Lisboa - €)			
Fecho	3,157	3,157	3,049
Máximo	3,559	3,559	3,549
Minímo	2,986	2,905	2,631
Média	3,283	3,277	3,132
Liquidez da EDP na Euronext Lisboa			
volume de negócios (€ M)	1.971	4.565	4.741
Volume de negócios médio diários (€ M)	21	18	19
Volume transaccionados (milhões de acções)	600	1.393	1.514
Volume médio diário (milhões de acções)	6,454	5,442	5,937

Dados Acções EDP	1T19	1T18	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	
Acções próprias (milhões)	21,8	22,2	-2%

Investor Relations Department
 Miguel Viana, Head of IR
 Sónia Pimpão
 Carolina Teixeira
 Andreia Severiano
 Pedro Gonçalves Santos

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