9M20

Resultados

Lisboa, 29 de Outubro de 2020

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

Conteúdo

Destaques **2**

Performance Financeira Consolidada

Decomposição do EBITDA 3

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA 4

Actividade de Investimento 5

Cash Flow 6

Posição Financeira Consolidada 7

Dívida Financeira Líquida 8

Segmentos de Negócio

Renováveis 10

Redes reguladas 16

Clientes & gestão de energia 19

Demonstração de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio 23

Demonstração de Resultados por Trimestre 24

Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção 25

Redes Reguladas: Activo e Indicadores de performance 26

Investim. Financeiros, Interesses Não Controláveis e Provisões 27

Desempenho de Sustentabilidade 28

Desempenho da EDP em bolsa 29

Destaques

Dados-chave Operacionais	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	**26.849**	**26.294**	**2%**	**556**
Peso de Renováveis (1)	74%	73%	-	1p.p.
Produção (GWh)	**45.890**	**48.165**	**-5%**	**-2.275**
Peso de Renováveis (1)	74%	64%	-	10p.p.
Emissões específicas de CO2 (g/KWh)	**122**	**231**	**-47%**	**-109**
Clientes fornecidos (mil contractos)	**11.366**	**11.412**	**-0%**	**-46**
Clientes ligados (mil contractos)	**10.550**	**10.426**	**1%**	**+124**

Demonstração de Resultados (€ Milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**3.777**	**3.810**	**-1%**	**-33**
OPEX	1.073	1.124	-5%	-51
Outros custos operacionais (Líq.)	81	24	232%	+57
Custos Operacionais	**1.154**	**1.148**	**1%**	**+6**
Joint Ventures e Associadas (2)	3	14	-81%	-11
EBITDA	**2.625**	**2.676**	**-2%**	**-50**
EBIT	**1.388**	**1.485**	**-7%**	**-97**
Resultados financeiros	(505)	(545)	7%	+40
Impostos correntes, diferidos e CESE (3)	238	213	12%	+25
Interesses não controláveis	222	266	-16%	-44
Resultado líquido (accionistas da EDP)	**422**	**460**	**-8%**	**-38**

Dados-chave de Performance (€ M)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
EBITDA recorrente (4)	**2.647**	**2.676**	**-1%**	**-28**
Renováveis	1.572	1.666	-6%	-93
Redes	664	751	-12%	-87
Clientes & Gestão de energia	423	287	47%	+135
Outros	(11)	(29)	60%	+17
Resultado líquido recorrente (4)	**669**	**585**	**14%**	**+84**

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Set-20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	13.005	13.827	-6%	-822
Dívida líquida /EBITDA (x) (5)	3,4x	3,6x	-6%	-0,2x

Nos 9M20, o resultado líquido da EDP caiu 8% face ao período homólogo para €422M, com a procura e preços de electricidade a apresentarem quedas significativas face a 2019, não obstante alguns sinais de recuperação no 3T20. Em Portugal, a energia distribuída no 3º trimestre ficou praticamente em linha com o ano anterior (+0,3%), após a forte queda de 11% no 2º trimestre, resultando na queda acumulada de 3,4% nos 9M20, em linha com a tendência observada em Espanha e no Brasil. Nos 9M20, a crise pandémica COVID-19 teve impacto negativo de €54M no resultado líquido, excluindo impacto cambial, sobretudo pela queda da procura de electricidade e aumento de provisões por dívidas de clientes.

O resultado líquido dos 9M20 encontra-se também penalizado por **custos não recorrentes de €247M** (após impostos), principalmente ao nível das actividades convencionais em Portugal, incluindo (i) custos extraordinários com a antecipação do encerramento da central a carvão de Sines, prevista para os primeiros dias de 2021, (ii) provisão relativa à devolução da alegada sobrecompensação das centrais CMEC no mercado de serviços de sistema no período de 2009-2013, incluída na proposta de tarifas reguladas para 2021, (iii) custo anual com a contribuição extraordinária do sector energético (CESE). Este enquadramento contribuiu para um resultado líquido negativo em Portugal de €23M nos 9M20, no seguimento de 2 anos consecutivos de prejuízos nas actividades convencionais no mercado doméstico. Relativamente à CESE, no contexto da actual crise pandémica e no seguimento da análise periódica da probabilidade de sucesso e custos com processos judiciais em curso, a EDP decidiu desistir da litigância judicial com o Estado Português sobre esta Contribuição. Esta decisão não terá qualquer impacto nas demonstrações financeiras, sendo o custo associado à CESE contabilizado anualmente desde a sua introdução em 2014, e tendo a EDP todos os respectivos pagamentos em dia. A EDP continua a assumir a redução gradual desta contribuição ao longo dos próximos anos, em linha com a descida sustentada da divida tarifária do sector, tal como previsto no Orçamento do Estado.

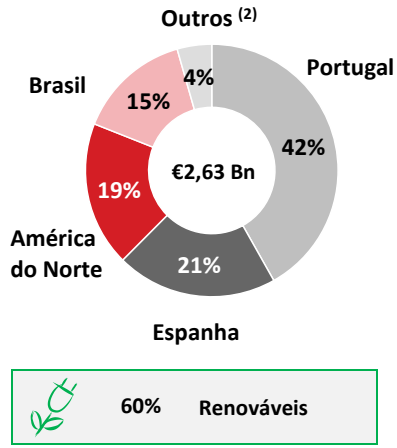
O resultado líquido recorrente aumentou 14%, para €669M nos 9M20, suportado pela normalização dos recursos hídricos na Península Ibérica (comparativamente com o período seco de 2019) e pela política de gestão de risco nos mercados energéticos, com resultados positivos associados à elevada volatilidade no período. Estes efeitos mais do que compensaram a desvalorização do real brasileiro face ao euro (-23% em termos médios), os recursos eólicos 9% abaixo da média de longo prazo e uma redução face ao período homologo dos ganhos com rotação de activos renováveis, que totalizaram €200M nos 9M20, associados à criação da joint-venture com a Engie para o negócio eólico off-shore. O **EBITDA diminuiu 2% para €2.625M nos 9M20. Excluindo impacto cambial, o EBITDA aumentou 3% face ao período homólogo.** A Setembro de 2020, a EDP tinha mais de 20 GW de capacidade instalada em renováveis, e uma **carteira de projectos renováveis já contratados de 6,5 GW**, dos quais 0,7 GW contratados durante 2020. Durante os 9M20, a EDP acelerou o seu contributo para a descarbonização da economia, com um aumento de 10% da produção de energias renováveis e uma **redução de 47% em termos homólogos das emissões específicas de CO_2**. No seguimento da antecipação do encerramento de centrais a carvão Ibéricas, a **EDP reforça o seu compromisso com a descarbonização**, contribuindo para limitar o aquecimento global em "não mais de 1,5ºC", compromisso validado pela iniciativa global independente *"Science Based Targets"*. Nas redes de electricidade, o crescimento concentrou-se no Brasil: na transmissão, 79% do investimento total já foi concluído. O EBITDA das redes de distribuição Ibéricas foi penalizado pela redução das taxas de retorno reguladas (para 6,0% em Espanha e 4,85%, antes de CESE, em Portugal). No segmento de clientes e gestão de energia, os resultados foram suportados por uma boa performance da nossa actividade de gestão de energia que mitigou a forte redução dos níveis de utilização das centrais térmicas. Nos serviços a clientes em Portugal e Espanha, a **taxa de penetração de novos serviços subiu para 19,3% (+0,7 p.p.)**. Os resultados financeiros nos 9M20 melhoraram 7%, face ao período homólogo. Excluindo o custo extraordinário com recompra de obrigações híbridas, os juros financeiros líquidos melhoraram 21%, com um impacto positivo da **redução do custo médio de dívida para 3,2% (-80pb em termos homólogos)**.

A Setembro de 2020, a dívida líquida totalizava €13,0 MM, representando uma redução de 6% face a Dezembro de 2019, com impacto positivo do aumento de capital de €1 MM realizado em Agosto de 2020. Nos 9M20 o *cash flow* recorrente orgânico cresceu 36% para €1,4 MM, devido essencialmente à queda de juros suportados e de menores pagamentos a *TEIs* e minoritários. Os investimentos de expansão líquidos aumentaram 34% para €1,2 MM, sendo as renováveis responsáveis por 89%. O rácio de endividamento Dívida Líquida Ajustada/EBITDA foi de 3,4x a Set-20, uma redução face aos 3,6x a Dez-19. Desde o início do ano a EDP emitiu €2,2 MM de obrigações verdes, a um custo médio de 1,7%, com o financiamento sustentável (green bonds) a representar actualmente 30% da dívida da EDP. É expectável que um volume significativo de transacções anunciadas ao longo dos últimos 12 meses seja concluído ainda em 2020, nomeadamente, a venda de 2 centrais a gás e carteira de clientes de retalho em Espanha, a venda das 6 centrais hídricas em Portugal, as 2 transacções de rotação de activos renováveis acordadas na Europa e nos EUA, assim como a aquisição da Viesgo em Espanha e consequente parceria com a Macquaire para a distribuição de electricidade em Espanha. Estas transacções irão contribuir para reforçar o perfil de baixo-risco e o alinhamento da EDP com a transição energética.

(1) Inclui capacidade eólica, solar, hídrica e mini-hídrica; (2) Detalhes na pág. 27; (3) CESE: Contribuição extraordinária do sector de energia; (4) Exclui impactos não recorrentes, descritos na pág. 3 (EBITDA) e pág. 4 (Resultado líquido); (5) Líquido de activos regulatórios; Com base EBITDA recorrente últimos 12 meses e classificação da obrig. híbrida como capital em 50% (incl juros) e efeito temporário de antecipação de venda de défice tarifário.

Decomposição do EBITDA

EBITDA (€ M)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20	3T YoY Δ %	3T YoY Δ Abs.
Renováveis	**1.572**	**1.666**	**-6%**	**-93**	**559**	**710**	**396**	**631**	**549**	**614**	**409**		**3%**	**13**
Eólica & Solar	1.074	1.221	-12%	-147	387	578	256	431	340	453	280		10%	25
Hídrica - P. Ibérica	401	314	28%	+87	112	93	109	151	177	127	97		-11%	-12
Hídrica - Brasil	97	130	-25%	-33	60	39	31	50	32	34	31		1%	0
Redes	**664**	**751**	**-12%**	**-87**	**242**	**231**	**278**	**246**	**237**	**203**	**224**		**-19%**	**-54**
P. Ibérica	484	499	-3%	-15	165	173	160	133	161	156	167		4%	7
Brasil	180	252	-29%	-72	77	58	118	113	76	47	57		-52%	-61
Clientes & Gestão de energia	**400**	**287**	**39%**	**+113**	**117**	**94**	**77**	**192**	**203**	**84**	**114**		**48%**	**37**
P. Ibérica	317	190	67%	+127	85	60	45	150	167	60	89		99%	44
Brasil	85	98	-13%	-13	32	34	32	43	36	24	25		-22%	-7
Outros	**(11)**	**(29)**	**60%**	**+17**	**9**	**(41)**	**4**	**(15)**	**(9)**	**(10)**	**7**		**-**	**3**
EBITDA consolidado	**2.625**	**2.676**	**-2%**	**-51**	**927**	**994**	**755**	**1.055**	**980**	**891**	**754**		**0%**	**-1**
- Ajustamentos (1)	(22)	-	-	-	-	-	-	(3)	0	(22)	(0)		-	-0
EBITDA Recorrente	**2.647**	**2.676**	**-1%**	**-28**	**927**	**994**	**755**	**1.058**	**980**	**914**	**754**		**0%**	**-1**



O EBITDA nos 9M20 totalizava €2.625M (-2% ou -€51M em termos homólogos) reflectindo o efeito adverso da taxa de câmbio (-€120M devido à desvalorização de 23% do Real Brasileiro face ao Euro), e custo extraordinário do encerramento antecipado da central de Sines (-€22M). Excluindo o impacto da taxa de câmbio, o EBITDA recorrente totaliza €2.647M, cresceu 3% em termos homólogos, reflectindo por um lado a normalização dos recursos hídricos e a estratégia de *hedging* bem-sucedida na P. Ibérica, mas por outro lado a desconsolidação de projectos alienados no âmbito da nossa estratégia de rotação de activos durante 2019, ganhos inferiores provenientes da mesma, e recursos eólicos mais fracos comparativamente com os 9M19.

Renováveis (60% do EBITDA, €1.572M nos 9M20) – o EBITDA apresentou um decréscimo de 6% em termos homólogos (-€93M vs 9M19), reflectindo, por um lado, a forte recuperação dos recursos hídricos na P. Ibérica juntamente com a nossa estratégia de *hedging* e, por outro lado (i) o efeito de desconsolidação dos activos eólicos alienadados (-€96M vs. 9M19), (ii) menores ganhos na estratégia de rotação de activos (-€26M vs 9M19 para €200M em 9M20); (iii) performance dos recursos eólicos abaixo da média no período (com um impacto negativo de ~€100M, vs. média histórica), e (iv) o impacto desfavorável da desvalorização do Real Brasileiro (-€36M).

Redes Reguladas (25% do EBITDA, €664M nos 9M20) – O EBITDA decresceu 12% em termos homólogos (-€87M vs 9M19), reflectindo (i) desvalorização de 23% do Real face ao Euro (-€55M); (ii) no Brasil, o impacto desfavorável em termos homólogos do ganho do ano passado contabilizado na sequência de uma maior base de activos reconhecida nas revisões regulatórias (justificando uma queda de 8% face ao período homólogo no EBITDA em moeda local); (iii) Menor taxa de retorno regulada em Portugal (-29 bps para 4,85%) e em Espanha (-50 bps para 6,0%). O Opex na P. Ibérica baixou 5% suportado por um controlo rigoroso de custos bem-sucedido, bem como menor número de operações realizadas devidos às restrições impostas pela pandemia.

Clientes e Gestão de Energia (15% do EBITDA, €400M nos 9M20) – o EBITDA aumentou 39% em termos homólogos (+€113M vs 9M19), reflectindo (i) Na P. Ibérica, a nossa estratégia de *hedging* bem-sucedida impulsionou um aumento dos resultados de *hedging* que mais do que compensou a redução da produção nas centrais térmicas e a normalização das condições operacionais no segmento de comercial após um 2T20 complicado. No Brasil, o desempenho do EBITDA reflectiu em grande parte a desvalorização do real face ao euro (-€24M), enquanto que o desempenho em moeda local foi impulsionado por uma performance mais fraca na gestão de energia e pela contribuição positiva de Pecém. Em suma, a nossa produção com base em carvão reduziu 64% face ao período homólogo com o peso do carvão no *mix* de geração a cair de 18% em 9M19 para 7% em 9M20 e o peso do carvão nas receitas do grupo a EDP a cair de 7% nos 9M19 para 5% nos 9M20.

Adicionalmente, em relação a Portugal, importa referir:
(i) A EDP decidiu, na sequência da análise periódica de litigância, que irá suscitar junto da Comissão Europeia a análise da conformidade relativamente ao futuro do mecanismo de financiamento da Tarifa Social, a cargo dos produtores em regime ordinário, face às normas e princípios do direito da União Europeia. Desde 2011, já foi imputado à EDP um custo com a Tarifa social que excede os €460M (incluindo a estimativa da ERSE para 2021). A EDP não questiona a existência da Tarifa Social em si mesma, com cujo propósito concorda, mas não pode, atendendo à evolução do respectivo regime, conformar-se com os termos em que o legislador consagrou o seu modo de financiamento.
(ii) A 22-Out, a EDP tomou conhecimento dos valores definitivos de Clawback a pagar. Apesar da regulamentação em vigor determinar a consideração da CESE, Tarifa Social e ISP como eventos extramercado internos no âmbito do cálculo dos valores a pagar (Despacho n.º 12424-A/2019), apenas o ISP foi tido em conta, induzindo o pagamento de valores mais elevados por parte dos produtores de electricidade. Atendendo a este aspecto, a EDP irá agir judicialmente.

(*) Items extraordinários: ***(i) Nos 9M20,*** *€22M* custo relacionado com a queima forçada de carvão prévia ao encerramento das centrais a carvão na P. Ibérica.

(1) Ajustamentos de impactos extraordinários, supra referidos (*); (2) Incluí Polónia, Roménia, França, Bélgica, Itália e Reino Unido.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA

Resultados Abaixo do EBITDA (€ Milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20	3T YoY Δ %	3T YoY Δ Abs.
EBITDA	**2.625**	**2.676**	**-2%**	**-50**	**755**	**1.055**	**980**	**891**	**754**	**0%**	**-1**
Provisões	129	97	33%	+32	92	4	16	35	78	-15%	-14
Amortizações e imparidades exercício	1.107	1.093	1%	+14	358	672	367	401	340	-5%	-18
EBIT	**1.388**	**1.485**	**-7%**	**-97**	**305**	**378**	**597**	**455**	**336**	**10%**	**+31**
Juros financeiros líquidos	(420)	(458)	8%	+38	(152)	(139)	(178)	(123)	(119)	21%	+33
Custos financeiros capitalizados	41	32	28%	+9	11	15	12	14	15	33%	+4
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo (1)	(154)	(153)	-1%	-2	(48)	(51)	(49)	(50)	(55)	-15%	-7
Diferenças de câmbio e derivados	(17)	(16)	-5%	-1	1	(3)	(5)	(11)	(1)	-	-2
Outros ganhos e perdas financeiros	45	49	-9%	-4	13	53	13	9	23	84%	+10
Resultados Financeiros	**(505)**	**(545)**	**7%**	**+40**	**(175)**	**(124)**	**(206)**	**(162)**	**(137)**	**21%**	**+38**
Resultados antes de Impostos	**883**	**940**	**-6%**	**-57**	**130**	**254**	**391**	**293**	**199**	**53%**	**+69**
IRC e Impostos Diferidos	**173**	**146**	**19%**	**+28**	**9**	**80**	**92**	**42**	**39**	**341%**	**+30**
Taxa de imposto efectiva (%)	*20%*	*15%*	*0%*	-	*7%*	*32%*	*24%*	*14%*	*20%*		
Contribuição Extraordinária para o Sector Energético	**65**	**68**	**-4%**	**-2**	**1**	**1**	**63**	**(0)**	**3**	**201%**	**+2**
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	**222**	**266**	**-16%**	**-44**	**65**	**121**	**90**	**83**	**49**	**-24%**	**-16**
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	**422**	**460**	**-8%**	**-38**	**55**	**51**	**146**	**169**	**108**	**95%**	**+52**

As **provisões** totalizaram €129M nos 9M20, incluindo €30M derivados da antecipação do encerramento das centrais a carvão na P. Ibérica (2T20) e €73M no 3T20 resultante da alegada sobrecompensação das centrais CMEC no âmbito da sua participação no mercado de Serviços de Sistema em 2009-13, tendo sido deduzido ao ajustamento anual do CMEC do ano de 2015 recentemente aprovado pelo Governo. A EDP irá proceder à impugnação legal do Despacho, em consonância com o recurso já interposto da decisão condenatória por parte da Autoridade da Concorrência.

As amortizações e imparidades aumentaram 1% face aos 9M19 para €1.107M nos 9M20, incluindo uma imparidade de €77M relativa à central a carvão de Sines e à nova capacidade instalada, que foi parcialmente mitigada pela desconsolidação de activos alienados e detidos para venda e pelo impacto cambial (-€32M).

Excluindo o custo extraordinário de €57M registado no 1T20 relacionado com a recompra da obrigação híbrida de €750M (cupão de 5,4%), **os Juros Financeiros Líquidos suportados melhoraram 21%** face aos 9M19, para -€363M nos 9M20, impulsionado pela queda de 80bps vs. 9M19 do custo médio da dívida para 3,2% (vs. 4,0% nos 9M19). Esta queda foi motivada pela gestão proactiva de dívida efectuada nos últimos trimestres e queda das taxas de juro de referência, em particular no Brasil (CDI e TJLP). Os **custos financeiros capitalizados** totalizaram €41M nos 9M20, e estão maioritariamente associados à transmissão no Brasil e capacidade renovável em construção.

Os impostos sobre o rendimento ascenderam a €173M, representando uma taxa efectiva de imposto de 20% nos 9M20, impactada por ganhos específicos nos trimestres passados com a nossa estratégia de rotação de activos provenientes *joint-venture* para eólica *offshore*, e operações renováveis na América do Norte.

Os interesses não-controláveis decresceram 16% em termos homólogos para €222M nos 9M20, incluindo €148M relativos à EDPR (-6% vs. 9M19) e €80M relativos à EDP Brasil (-30% vs. 9M19). Este decréscimo é igualmente justificado pelo decréscimo de 25% do resultado líquido da EDP Brasil devido a depreciação do Real Brasileiro e pela queda do resultado líquido da EDPR de 7% em termos homólogos, por consequência de recursos eólicos mais fracos e ganhos inferiores com a estratégia de rotação de activos (detalhes página 27).

Em suma, o resultado líquido totalizou €422M nos 9M20 (-8% ou -€38M face aos 9M19), devido ao impacto cambial negativo (-€44M), ao custo extraordinário relacionado com a gestão do passivo (-€45M) e provisão com Serviços de Sistema (-€50M). Ajustado para efeitos não recorrentes(*), **o resultado líquido recorrente aumentou 14% vs. 9M19 para €669M nos 9M20**, uma vez que os fortes resultados provenientes do segmento de gestão de energia na P. Ibérica, a melhoria dos recursos hídricos e a performance sólida dos resultados financeiros, mais do que mitigaram o impacto no resultado líquido da nossa participação de 51% na EDP Brasil da depreciação no Real, os recursos eólicos mais fracos e o impacto derivado do *lockdown* impostos devido ao Covid-19.

Note-se que, no âmbito da análise periódica dos processos de litigância em curso, e no contexto da actual crise económico-financeira provocada pela pandemia da COVID-19, a litigância relacionada com CESE foi identificada como passível de desistência e irá proceder-se à respectiva tramitação legal para este efeito. A EDP fundamentou as acções judiciais, entre outros aspectos, no facto das receitas da CESE não estarem a ser utilizadas para a redução da dívida tarifária do Sistema Eléctrico Nacional, ao contrário do previsto legalmente. No entanto, a legislação está a ser cumprida desde 2019, com a alocação dos montantes em causa à redução dessa dívida. A desistência das acções judiciais em causa não terá qualquer impacto nas demonstrações financeiras das empresas do Grupo EDP, tendo em conta que o pagamento dos montantes em causa já foi efectuado[2].

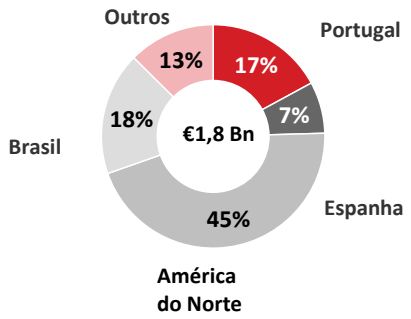
(*) Impacto de eventos não recorrentes ao nível do resultado líquido: (i) ***-€125M nos 9M19****, relacionado com a contribuição extraordinária sobre o sector energético (-€66M) e a provisão com Fridão (-€59M); (ii)* ***-€247M nos 9M20,*** *incluindo custos de gestão do passivo (-€45M), provisões e imparidades relativas às centrais a carvão na P. Ibérica (-€89M), provisão relacionada com os Serviços de Sistema das centrais CMEC no período 2009-2013 (-€50M) e a contribuição extraordinária sobre o sector energético (-€63M).*

(1) Inclui "Unwinding" de responsabilidades de médio, longo prazo (parcerias institucionais nos EUA, IFRS-16, provisões para desmantelamento e descomissionamento de centrais, concessões) e juros sobre responsabilidades com fundo de pensões e cuidados médicos. (2) Até à data, a EDP pagou €388M de CESE, com referência aos anos de 2014-19. Há ainda a considerar o valor de €86M respeitante aos processos em que é reclamada a não dedutibilidade da CESE em sede de IRC.

Actividade de Investimento

Invest. Operacional (€ Milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20
Expansão	**1.448**	**908**	**60%**	**+541**	**222**	**335**	**351**	**816**	**341**	**391**	**716**	
Renováveis	1.230	596	106%	+634	158	226	212	525	271	320	639	
Redes	198	307	-35%	-109	63	108	136	278	65	63	71	
Outros	20	4	-	+16	1	1	3	13	5	8	7	
Manutenção	**303**	**374**	**-19%**	**-70**	**122**	**146**	**105**	**161**	**84**	**103**	**116**	
Renováveis	16	24	-34%	-8	5	8	11	22	5	4	7	
Redes	213	251	-15%	-38	91	101	59	75	57	75	80	
Outros	75	98	-24%	-24	26	37	35	64	23	24	29	
Investim. Operacional Consolidado	**1.752**	**1.281**	**37%**	**+470**	**344**	**481**	**456**	**977**	**425**	**494**	**832**	

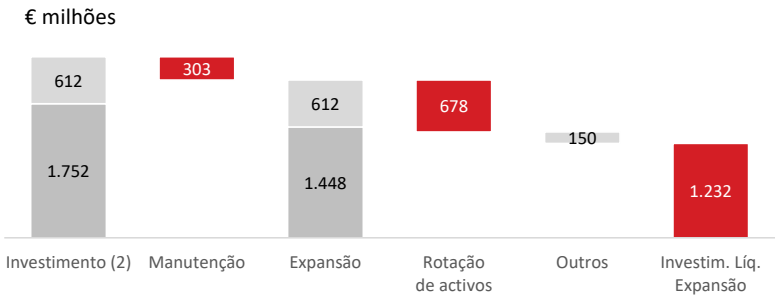
CAPEX 9M20



71% **do Investimento é Renovável**

Actividade Líquida Expansão (€ M)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Investim. Operacional Expansão	1.448	908	60%	+541
Investim. Financeiro	612	399	53%	+212
Encaixe de Rotação de activos	(678)	(970)	30%	+292
Encaixe Parcerias Institucionais	(310)	(0)	-	-310
Aquisições e Alienações	(101)	18	-	-119
Outros (1)	261	564	-54%	-303
Investimento Líq. de Expansão	**1.232**	**919**	**34%**	**+313**

Actividade de investimento em 9M20



O investimento consolidado cresceu 37% para €1.752M nos 9M20, 95% dos quais dedicados aos segmentos de Renováveis e de Redes. A expansão da EDP aumentou 60% para €1.448M, o que representa 83% do investimento total em CAPEX, que por sua vez é inteiramente focado em Renováveis e Redes.

Os investimentos financeiros nos 9M20 (€612M) foram focados no segmento renovável, nomeadamente em projectos eólicos *offshore e onshore*.

O investimento operacional de manutenção (€303M nos 9M20) centrou-se sobretudo nas nossas redes reguladas (70% do total), nomeadamente na P. Ibérica, onde iniciativas relacionadas com digitalização e contadores inteligentes continua. Actualmente, 54% dos pontos de ligação na Península Ibérica são pontos com contadores inteligentes (+11p.p. face ao período homólogo).

O investimento em expansão (incluindo investimentos financeiros) nos 9M20 cresceu 58% para €2,1MM concentrou-se nas renováveis (~90%) e nas redes no Brasil (10%):

1) €1.842M de investimento dedicado a nova capacidade renovável, distribuído entre a América do Norte (c. 56%), Europa (c. 38%) e América Latina (c. 6%). (detalhes na página 10).

2) €198M de investimento em redes no Brasil (-35% em termos homólogos, impactado significativamente pela desvalorização do real durante o período**).** Em moeda local, o capex total diminuiu 16% em termos homólogos. Na distribuição, o capex aumentou 15%.

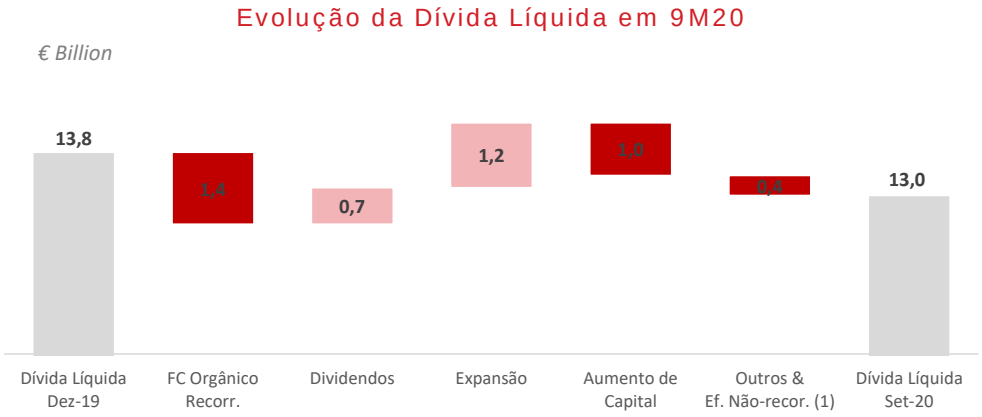
Na transmissão, o capex diminuiu 42% no período para R$661M no seguimento da redução da actividade de construção no 2T20, relacionada com as restrições COVID e bem como pelas fortes chuvas que se fizeram sentir no 1T20. As obras de construção no segmento de transmissão no 3T20 já retomaram o ritmo normal e o investimento total nos 6 projetos greenfield de transmissão atingiu uma taxa de execução de 79% a set-20, pelo que permanece antecipado ao calendário regulatório com total operacionalização prevista para o final de 2021.

Nos 9M20, as receitas provenientes da rotação de activos ascendeu a €678M, incluindo €424M da transferência de activos Wind Offshore para a JV recentemente criada com a Engie, Ocean Winds e €254M da conclusão da alienação de 137 MW no Brasil (parque eólico Babilónia) anunciado em 2019.

Em conclusão, o investimento líquido de expansão cresceu 34% para €1.232M nos 9M20, reflectindo a aceleração do nível actividade de construção antecipado no nosso *Strategic Update* (€2.060M, +58% em termos homólogos), que por sua vez foi parcialmente compensado pelas receitas provenientes da aplicação da nossa estratégia de rotação de activos (€678M), e pelas receitas geradas a partir de parcerias de *tax equity* (€310M), e os €113M relacionados com as receitas provenientes da venda da Naturgás em 2017.

Espera-se que uma quantidade significativa de negócios de aquisições e alienações acordados nos últimos 12 meses sejam concluídos até ao final de 2020, nomeadamente (i) a alienação de €0,5MM de 2 centrais CCGT e do nosso segmento B2C em Espanha (ii) a alienação de €2,2MM de um portfólio de 1,7 GW de activos hídricos em Portugal (iii) €1,1MM de receitas de 2 negócios provenientes da estratégia de rotação de activos, de renováveis na Europa e EUA, (iii) a aquisição de €2,7MM da Viesgo, que inclui uma nova parceria com o fundo Macquire "MIRA" que irá reter 25% do novo perímetro de actividades de distribuição em Espanha, e que inclui a aquisição de €565M pela EDPR de um portfólio de 0,5 GW de activos eólicos em Espanha e Portugal.

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



Mapa de Fluxos de Caixa (€ Milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Fluxo Recorrente de Actividades Operacionais (2)	**2.040**	**1.894**	**8%**	**+146**
EBITDA recorrente	2.647	2.676	-1%	-28
Investim Fundo de Maneio, Impostos e Outros	(607)	(782)	22%	+174
Investimento Operacional em Manutenção (3)	(371)	(469)	21%	+98
Juros financeiros líquidos pagos	(322)	(426)	24%	+104
Pagamentos a Parc. Institucionais EUA	(44)	(73)	40%	+29
Outros	62	75	-17%	-13
Fluxo de Caixa Orgânico Recorrente	**1.366**	**1.001**	**36%**	**+364**
Expansão	**(1.232)**	**(920)**	**-34%**	**-313**
Capex de Expansão	(1.448)	(908)	-60%	-541
Investimentos Financeiros	(612)	(399)	-53%	-212
Recebimentos de Rotação de Activos	678	970	-30%	-292
Aquisições e alienações	101	(18)	-	+119
Recebimentos de Parcerias Institucionais nos EUA	310	0	-	+310
Outros	(261)	(564)	54%	+303
Variação de Activos Regulatórios	**(288)**	**(87)**	**-230%**	**-201**
Dividendos pagos a Accionistas EDP	**(691)**	**(691)**	**0%**	**-0**
Variações Cambiais	**510**	**(131)**	**-**	**+642**
Outros (Incluindo efeitos não recorrentes)	**1.157**	**552**	**110%**	**+606**
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	**822**	**(276)**	**-**	**+1.098**

Taxa de câmbio - Final de período	9M20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
EUR/USD	1,17	1,12	-4%	-0
BRL/EUR	6,63	4,52	-32%	-2

O fluxo de caixa orgânico recorrente atingiu €1,4 MM nos 9M20, devido à recuperação dos recursos hídricos para níveis normalizados, melhoria dos resultados com a gestão de energia, bem como taxas de juro mais baixas. **O fluxo de caixa orgânico recorrente traduz os fluxos de caixa gerados e disponíveis para cumprir a estratégia de EDP em termos de crescimento sustentável, redução de dívida e remuneração de accionistas (dividendos).**

O **investimento de manutenção** (incluindo pagamentos a fornecedores de activos fixos) está principalmente relacionado com o negócio de redes, totalizando €371M no período, impactado pela depreciação do Real Brasileiro vs. Euro e algumas restrições de construção no Brasil durante o 2T20.

O **investimento líquido de expansão totalizou €1.232M nos 9M20,** impactado por: (i) aceleração da actividade de construção que justifica €2,0 MM de investimento de expansão nos 9M20 (incluindo investimentos financeiros), reflectindo um incremento face ao 1S20 e dedicado à construção de capacidade renovável e Brasil (detalhes página 5); e (ii) menor contribuição dos recebimentos de rotação de activos, totalizando €678M no período uma vez que a conclusão de duas transacções anunciadas em Ago/Set-20 é esperada no 4T20; este efeitos foram parcialmente compensados por: (iii) proveitos de parcerias institucionais nos EUA, de €310M provenientes de 3 parques eólicos que totalizam 375 MW.

Os **activos regulatórios** (incluindo juros) aumentaram €288M nos 9M20, principalmente em Portugal, devido a desvios inesperados vs. os pressupostos relativos aos preços de electricidade e CO_2 estabelecidos pela ERSE (detalhes página 7). Esta variação dos activos regulatórios somada do efeito temporário da venda antecipada de défice tarifário de 2020 (+€0,3 MM), representa um impacto líquido total na variação da dívida líquida próximo de nulo nos 9M20.

A 14 de Maio de 2020, a EDP efectuou o **pagamento anual de dividendos num total de €691M (€0,19/acção)**, em linha com os últimos anos.

As **variações cambiais** resultaram num decréscimo de €510M na dívida financeira líquida nos 9M20, justificado pela depreciação do Real Brasileiro (-32% YTD face ao Euro) e o Dólar Americano (-7% YTD face ao Euro).

A rúbrica **Outros** inclui +€1 MM resultante da emissão de novas acções concluída em Ago-20, +€0,2 MM de impactos extraordinários nos 9M20 que inclui o efeito temporário da venda antecipada de défice tarifário de 2020 acima mencionado (+€0,3 MM), os custos extraordinários com a gestão do passivo (€57M) e o pagamento da CESE de 2019 (€68M).

Em conclusão, a dívida líquida diminuiu €0,8 MM nos 9M20, para €13,0 MM a Set-20.

(1) Inclui variações nos activos regulatórios, impacto cambial, one-offs e outros; (2) Excluindo Activos Regulatórios; (3) Investimento operacional de manutenção inclui investimento em fundo de maneio relacionado com fornecedores de activos fixos.

Posição Financeira Consolidada

Activo (€ Milhões)	Set vs. Dez		
	Set-20	Dez-19	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	18.415	19.676	-1.261
Activos sob direito de uso	953	829	+124
Activos intangíveis	3.707	4.224	-517
Goodwill	1.847	2.120	-273
Inv. Financeiros, Activos p/ venda (Detalhe pág 27)	4.613	3.525	+1.088
Impostos, correntes e diferidos	1.620	1.889	-269
Inventário	303	368	-65
Outros activos, líquido	7.469	8.127	-658
Depósitos colaterais	27	61	-35
Caixa e equivalentes de caixa	1.752	1.543	+209
Total do Activo	**40.706**	**42.362**	**-1.656**

Capital Próprio (€ Milhões)	Set-20	Dez-19	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	9.066	8.858	+208
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	3.375	3.774	-399
Total do Capital Próprio	**12.441**	**12.632**	**-191**

Passivo (€ Milhões)	Set-20	Dez-19	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	15.849	16.571	-722
Médio e longo prazo	*13.026*	*13.125*	*-99*
Curto prazo	*2.824*	*3.447*	*-623*
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.174	1.312	-137
Passivo com invest. institucionais nos EUA	1.229	1.287	-58
Provisões	1.075	1.053	+23
Impostos, correntes e diferidos	975	1.121	-145
Proveitos diferidos de invest. institucionais	838	1.003	-165
Outros passivos, líquido	7.123	7.384	-260
Total do Passivo	**28.265**	**29.730**	**-1.465**
Total do Capital Próprio e Passivo	**40.706**	**42.362**	**-1.656**

Benefícios aos Empregados (€ Milhões)	Set-20	Dez-19	Δ Abs.
Benefícios aos Empregados (antes de impostos)	**1.174**	**1.312**	**-137**
Pensões	549	631	-82
Actos médicos e outros	625	681	-56
Impostos diferidos s/ Benefícios Empregados (-)	**-369**	**-404**	**+34**
Benefícios aos Empregados (líq. Imposto)	**805**	**908**	**-103**

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ Milhões)	Set-20	Dez-19	Δ Abs.
Activos Regulatórios	**733**	**370**	**+363**
Portugal	718	366	+352
Brasil(1)	15	4	+11
Ajustamento "Fair value" (+)	**-**	**-**	**-**
Impostos diferidos s/ Rec. Fut. Activ. Regul. (-)	**-226**	**-115**	**-111**
Receb. Futuros da Actividade Regulada (líq. Imposto)	**507**	**255**	**+252**

O montante total de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €1,8MM vs. Dez-19 para €22,1MM a Set-20, essencialmente devido às adições desde o princípio do ano (+€1,5MM), que foram compensados pela transferência de alguns activos para rúbrica 'Activos detidos para venda' (-€1,0MM vs. Dez-19) e variações desfavoráveis da taxa de câmbio (-€1,2MM). Em Set-20 encontravam-se em progresso projectos que totalizavam €2,5MM (11% de activos tangíveis e intangíveis consolidados): 83% EDPR, 2% EDP Brasil e os remanescentes 15% da Península Ibérica.

O valor contabilístico dos **investimentos financeiros e activos detidos para venda líquida de passivos** (Incl. Instrumentos de Capital Próprio a Justo Valor) é €3,9MM a Set-20, devido essencialmente à contabilização durante os 9M20 do portfólio de activos em Espanha a ser alienado (comunicado a Mai-20) e de um portefólio de activos eólicos, na Europa e EUA, como "activos detidos para venda". A variação da taxa de câmbio contrariou parcialmente o efeito previamente mencionado. Os investimentos financeiros totalizavam €1,1MM: 40% EDPR, 30% EDP Brasil, e 31% na P. Ibérica (Ex-Eólica) (detalhes página 27).

Os impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos decresceram €0,1MM vs. Dez-19, para €0,6MM a Set-20. O montante em **'Outros activos, líquidos'** sofreu um decréscimo de €0,7MM vs. Dez-19 para €7,5MM a Set-20 influenciado principalmente pela depreciação do real, em relação ao euro. É importante ainda referir que a evolução de 'Outros activos, líquidos' incluem o encaixe final de €113M no 3T20 relativos à alienação da Naturgás acordada em 2017.

Os capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP cresceram €0,2MM, para €9,1MM a Set-20, reflectindo, o resultado líquido reportado de €0,4MM nos 9M20, o aumento de capital social de €1,0MM executado em Ago-20, o dividendo anual de €0,7MM pago em Maio-20 e o impacto negativo da taxa de câmbio nas reservas (-€0,5MM face a Dez-19). **Os interesses não controláveis** caíram €0,4MM, espelhando fortemente a evolução cambial do real brasileiro.

O passivo relativo a parcerias institucionais não apresentou variações significativas vs Dez-19 atingindo €1,2MM, uma vez que as novas parcerias institucionais obtidas foram ligeiramente compensadas pelos benefícios apropriados pelos parceiros de *tax equity* durante o período e pela transferência para "activos para venda" de activos eólicos onshore resultante da estratégia de rotação de activos nos EUA anunciada em Setembro.

Em termos de **Provisões** não foram registadas variações acentuadas vs Dez-19**,** atingindo €1,1MM antes de impostos. Esta rubrica inclui, entre outros, provisões para o desmantelamento (€482M), dos quais €262M são relativos a parques eólicos, e uma provisão relativa ao montante investido na central hídrica de Fridão desde a atribuição da sua concessão (+€86M).

O montante total líquido de **recebimentos futuros da actividade regulada** totalizou **€507M a Set-20** (€733M antes de impostos). A evolução durante os 9M20 é justificada principalmente pelos desvios tarifários face aos pressupostos da ERSE: (i) sobrecustos do regime especial (+€314M) causados por preços realizados mais baixos, uma vez que a electricidade foi vendida a um preço médio de €34/MWh face a um pressuposto de €54/MWh, por parte da ERSE; (ii) menores quantidades de sistema de electricidade alocadas como medidas de mitigação (+€107M) e; (iii) uma menor procura (+€42M).

Outros passivos (líquidos) aumentaram €0,3MM face a Dez-19, essencialmente influenciada pela venda não recorrente de 100% do défice tarifário em Portugal. Esta rúbrica inclui a IFRS-16 (+€0,85MM).

(1) Exclui o montante correspondente ao impacto da exclusão de ICMS do cálculo de PIS/COFINS referente aos anos anteriores nas nossas distribuidoras (R$1,6MM), na medida em que o valor a receber (reconhecido sob activo por impostos a receber) está sujeito a repasse na tarifa. Exclui ainda o passivo regulatório reconhecido em contrapartida de recebimento em caixa da Conta COVID no valor de R$ 0,6MM, dado que se trata de um adiantamento a ser reconhecido na tarifa no futuro.

Dívida Financeira Líquida

Dívida Financeira Líquida (€ Milhões)	Set-20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
Dívida Financeira Nominal	**15.604**	**16.222**	**-4%**	**-618**
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	13.661	13.618	0%	+43
EDP Renováveis	603	769	-22%	-166
EDP Brasil	1.340	1.835	-27%	-495
Juros da dívida a liquidar	187	288	-35%	-101
"Fair Value"(cobertura dívida)	58	61	-5%	-3
Derivados associados com dívida (2)	(78)	(135)	42%	+57
Depósitos colaterais associados com dívida	(27)	(61)	56%	+35
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(886)	(906)	2%	+20
Dívida Financeira	**14.859**	**15.469**	**-4%**	**-610**
Caixa e Equivalentes	**1.752**	**1.543**	**14%**	**+209**
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	1.027	377	173%	+650
EDP Renováveis	275	582	-53%	-307
EDP Brasil	450	584	-23%	-135
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	**102**	**99**	**3%**	**+3**
Dívida líquida do Grupo EDP	**13.005**	**13.827**	**-6%**	**-822**

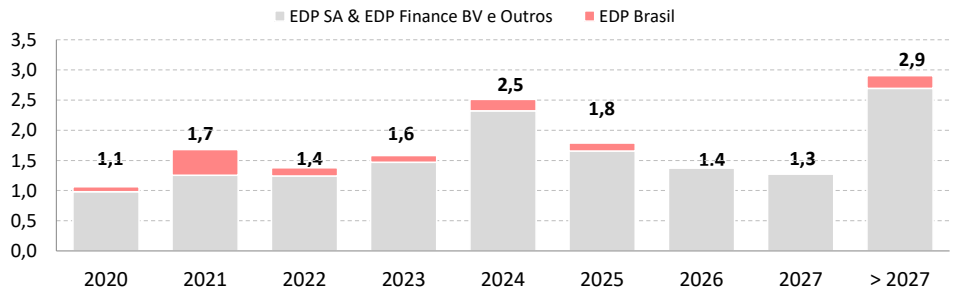
Linhas de Crédito a Mar-20 (€ Milhões)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	75	1	75	Jul-21
Linha Crédito "Revolving"	3.300	24	3.300	Oct-24
Linha Crédito "Revolving"	2.240	17	2.240	Mar-25
Linhas Crédito Domésticas	256	9	256	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	50	1	50	Feb-21
Total Linhas Crédito	**5.921**		**5.921**	

Credit Ratings EDP SA & EDP Finance BV

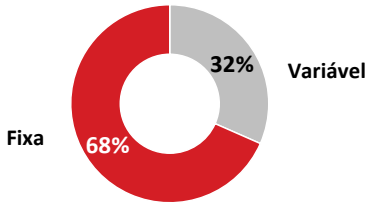
S&P	Moody's	Fitch
BBB-/Stable/A-3	**Baa3/Stable/P3**	**BBB-/Positive/F3**

Rácios de Dívida	Set-20	Dez-19
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios (4)	3,4x	3,6x

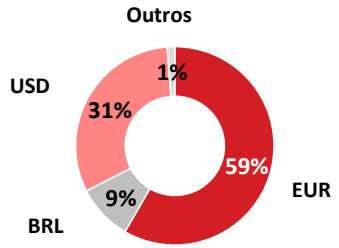
Maturidade da dívida (€MM) a Set-20 (1)



Dívida por tipo de taxa juro a Set-20 (1)



Dívida por tipo de moeda a Set-20 (1)(3)



A dívida financeira da EDP é emitida principalmente ao nível da *holding* (EDP S.A. e EDP Finance B.V.), representando 88% da Dívida Financeira Nominal do Grupo. A dívida do Grupo é principalmente levantada através dos mercados de dívida (84%), o remanescente são empréstimos bancários e papel comercial. A manutenção do acesso a fontes diversificadas de financiamento e garantia das necessidades de refinanciamento, com pelo menos 12-24 meses de antecedência, são princípios que continuam a fazer parte da estratégia prudente de financiamento da empresa. Em linha com a sua missão de liderar a transição energética através da criação valor, a EDP realizou a sua primeira emissão de obrigações *green* em Out-18. Actualmente, a EDP conta com mais de €4,4MM de obrigações *green*, o que corresponde a 34% do total das obrigações emitidas e 30% do total da dívida financeira.

Relativamente às últimas ações de rating, em Fev-2020, a Fitch classificou as obrigações da EDP ao nível de "BBB-" e actualizou o *outlook* para positivo.

Após o anúncio da aquisição da Viesgo e do aumento de capital (€1MM), as 3 principais agências de *rating* emitiram comunicados que afirmavam que esta aquisição estava alinhada com a actual estratégia da EDP. Além disso, a aquisição reforça o perfil de crédito da EDP, através do aumento da percentagem de actividades reguladas/contractadas a longo prazo no EBITDA de 79% em 2019, para 83%.

No que se refere às principais operações de refinanciamento em 2020:
- Recompra da obrigação híbrida de €750M, com um cupão a 5.375%;
- Em Jan-20 um título em USD atingiu a sua maturidade com um valor total de $583M e um cupão de 4,125%.
- Em Jun-20 um título em EUR atingiu a sua maturidade com um valor total de EUR233M e um cupão de 4,125%.
- Em Set-20 um título em EUR atingiu a sua maturidade com um valor total de EUR462M e um cupão de 4,875%.

Em relação aos 9M20, a EDP concluiu as seguintes operações:
- Em Jan-20, a EDP emitiu um novo *Green Hybrid*, de €750M com um cupão de 1,7%, com a primeira *call-date* em Abr-25 e uma maturidade final em 2080 para substituir o híbrido de 2015 previamente mencionado.
- Em Mar-20 realizou a venda de €825M de défice tarifário em Portugal.
- Em Abr-20, emitiu €750M de Green Bond com um cupão de 1.625% e uma yield de 1,719%.
- Em Jul-20, execução da venda de défice tarifário no valor de €273M em Portugal.
- Em Set-20, emitiu €850M de Green Bond com um cupão de 1,71% e uma yield de 1,716%.

O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizavam €7,7MM a Set-20, dos quais €5,9MM em linhas de crédito. Assim, este grau de liquidez permite agora à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além de 2023, assumindo um ambiente empresarial relativamente estável.

(1) Valor Nominal, incl. 100% das obrig. híbridas; (2) Fair-value de derivados relacionados com a cobertura de dívida, incluíndo juros corridos; (3) Após derivados cambiais; (4) Líquido de activos regulatórios; classificação da obrig. híbrida como capital em 50% (incl juros); efeito temporário de antecipação de venda de défice tarifário e; com base no EBITDA recorrente últimos 12 meses.

Segmentos de Negócio

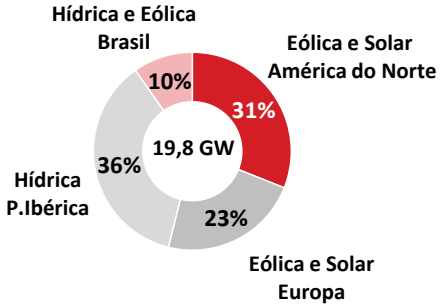
Renováveis: Base de activos e Actividade de investimento

Capacidade Instalada (MW)	Set-20	Δ YTD	YoY			Sob Construção
			Δ Abs.	Entradas	Saídas	
EBITDA MW	**19.772**	**+176**	**+563**	**+726**	**-163**	**+1.893**
Eólica e Solar	**10.988**	**+176**	**+563**	**+726**	**-163**	**+1.893**
EUA	5.906	192	+573	+581	-8	+1.093
Canadá	30	-	-	-	-	+100
México	200	-	-	-	-	+200
América do Norte	**6.135**	**+192**	**+573**	**+581**	**-8**	**+1.393**
Espanha	1.974	-	+6	+24	-18	+28
Portugal	1.164	-	-	-	-	+6
França	116	+63	+63	+63	-	+10
Bélgica	-	-	-	-	-	+10
Polónia	476	+58	+58	+58	-	+49
Roménia	521	-	-	-	-	-
Itália	271	-	-	-	-	+136
Europa	**4.522**	**+120**	**+126**	**+144**	**-18**	**+239**
Brasil	**331**	**-137**	**-137**	**-**	**-137**	**+260**
Hídrica	**8.785**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
P.Ibérica	7.186	-	-	-	-	-
Brasil	1.599	-	-	-	-	-
MW Equity	**1.111**	**+10**	**+149**	**+149**	**-**	**+347**
Eólica onshore & Solar	**550**	**-**	**+139**	**+139**	**-**	**-**
EUA	398	-	+139	+139	-	-
Espanha	152	-	-	-	-	-
Eólica offshore	**10**	**+10**	**+10**	**+10**	**-**	**+269**
Hídrica	**551**	**-**	**-**	**-**	**-**	**+78**
Latam	551	-	-	-	-	+78

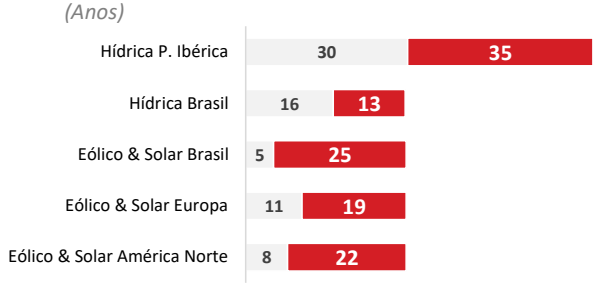
Actividade de expansão (€ Milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Investimento expansão	**1.230**	**596**	**106%**	**+634**
América do Norte	789	366	116%	+424
Europa	343	211	62%	+132
Brasil & Outros	98	19	418%	+79
Investimentos Financeiros	**612**	**400**	**53%**	**+212**
Encaixe Rotação de Activos	-678	-970	30%	+292
Encaixe de Parcerias institucionais	-310	-0	-	-310
Aquisições/(Alienações)	-3	16	-	-19
Outros (1)	204	509	-60%	-305
Actividade de Expansão	**1.055**	**551**	**91%**	**504**

Investimento de manutenção (€ M)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
P. Ibérica	14	22	-35%	-8
Brasil	2	2	-29%	-1
Investimento de manutenção	**16**	**24**	**-34%**	**-8**

Capacidade Instalada a Set-20



Vida média e Vida residual dos activos



A capacidade instalada das renováveis representa **c75% da nossa capacidade total e é neste momento o principal responsável pelo nosso crescimento**. A capacidade instalada a Set-20 é de **20,9 GW** incluindo 1,1 GW Equity repartidos equitativamente entre hídrica no Brasil, e eólica e solar nos EUA e P. Ibérica.

Nos últimos 12 meses, **comissionámos 875 MW** de capacidade eólica e solar, que incluem o projecto First Solar nos EUA (139 MW Equity) e o Offshore Wind Float em Portugal (10 MW Equity). A maior parte da capacidade comissionada encontra-se nos EUA (82%). No âmbito da nossa estratégia de rotação de activos completámos a venda de **137 MW no Brasil (Babilónia)** em Fev-20.

Actualmente, temos uma **carteira de projectos já contratados de 6.5 GW**, dos quais 0,7 GW contratados durante 2020. Temos CAEs que representam **aproximadamente 86% do nosso objectivo global de adições de capacidade renovável no nosso portefólio** para suportar instalações no período 2019-22 na América do Norte (3,2 GW), Europa (1,4 GW), América Latina (1,2 GW) e energia eólica *offshore* (0,3 GW).

A Set-20, a nossa capacidade eólica e solar em construção **totalizava 2,2 GW** incluindo 1,9 GW de capacidade eólica *onshore* e solar (MW EBITDA), e capacidade eólica offshore (0,3 GW no Reino Unido). Apesar de terem sido verificados alguns atrasos pontuais no 2T20, não antevemos nenhum impacto material à execução da nossa estratégia de crescimento 2019-22.

Na **América do Norte**, temos neste momento **1,4 GW de parques eólicos e solares em construção**, incluindo Rosewater (102 MW), Crossing Trails (104 MW), Wildcat Creek (180 MW) e 100 MW no Canadá. Na **Europa**, estamos a construir 239 MW de eólica *onshore*, essencialmente em Itália. No **Brasil**, existem 2 projectos em construção, que representam 260 MW de energia eólica *onshore*.

Adicionalmente, a Jul-20 acordámos a compra de um portefólio renovável de 511 MW (EBITDA + Equity) em grande parte contratado, como parte da "**aquisição da Viesgo**". A conclusão desta operação está prevista para o 4T20. Em suma, estamos no bom caminho para entregar os nossos objectivos de crescimento ao nível da capacidade instalada para 2020.

O nosso **portefólio hídrico** compreende **7.186 MW na P. Ibérica** (c. 40% com capacidade de bombagem) e **1.599 MW no Brasil**. Na América Latina, detemos posições em 3 centrais hídricas (Jari, Cachoeira-Caldeirão e S. Manoel, todas no Brasil) e uma participação minoritária numa central hídrica em construção no Perú (San Gaban, 78 MW líquidos). Por último, em Dez-19, foi acordada a alienação de 6 activos hídricos em Portugal, que representavam 1.689 MW ou 25% da nossa capacidade total instalada na P. Ibérica. A conclusão desta transacção está prevista para o 4T20.

Em conclusão, os **investimentos líquidos de expansão** atingiram 1.055M nos 9M20 (duplicando a taxa de crescimento face ao período homólogo), incluindo o encaixe das transacções no valor de €678M provenientes da estratégia de rotação de activos (€254M do Babilónia, dos quais €132M desconsolidação de dívida; e €424M resultam da incorporação da JV com a Engie) e de €310M de encaixe associados a novas estruturas de TEI (das quais €180M no 3T20). O **investimento de expansão (incluindo investimentos financeiros)** totalizou €1.842M nos 9M20, dos quais ~60% na América do Norte. Por fim, o impacto de €204M está relacionado com ganhos provenientes da **rotação de activos** e **mudanças no perímetro de consolidação** (relativo às transacções de rotação de activos na Europa e Brasil).

(1) Inclui Variações no Fundo de Maneio relacionado com Fornecedores de Imobilizado, alterações de perímetro de consolidação. Exclui ganhos com asset rotations.

Renováveis: Performance Financeira

Demonst. de Resultados (€ Milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**1.726**	**1.768**	**-2%**	**-42**
OPEX	404	403	0%	+1
Outros custos operac. (líq.)	-257	-297	13%	+40
Custos Operacionais Líq.	**147**	**106**	**38%**	**+41**
Joint Ventures e Associadas	-7	4	-	-11
EBITDA	**1.572**	**1.666**	**-6%**	**-93**
Amortizações, impar.; Provisões	635	690	-8%	-54
EBIT	**937**	**976**	**-4%**	**-39**

Joint Ventures e Associadas (€ Milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	-8	2	-	-11
Hídrica no Brasil	2	2	1%	+0
Joint Ventures e Associadas	**-7**	**4**	**-**	**-11**

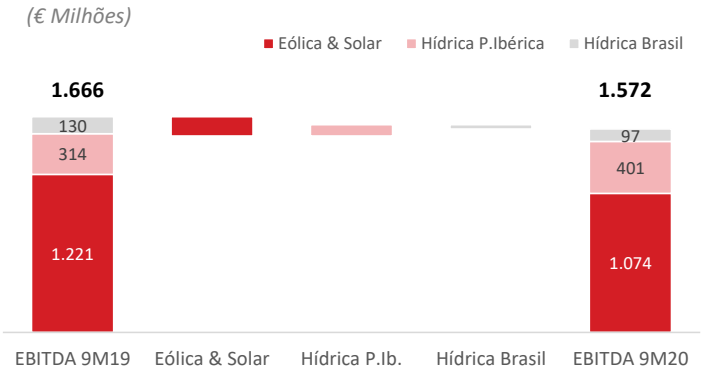
EBITDA (€ Milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	**1.074**	**1.221**	**-12%**	**-147**
América do Norte	487	455	7%	+32
Europa	575	743	-23%	-168
Brasil & Outros	11	23	-51%	-12
Hídrica	**499**	**445**	**12%**	**+54**
P.Ibérica	401	314	28%	+87
Brasil	97	130	-25%	-33
EBITDA	**1.572**	**1.666**	**-6%**	**-93**

Eólica e Solar	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Recurso eólico vs. Média LP (P50)	-9%	-4%	-144%	-5 p.p.
Produção (GWh)	20.355	21.893	-7%	-1.538
Preço Médio de venda (€/MWh)	55	56	-2%	-1

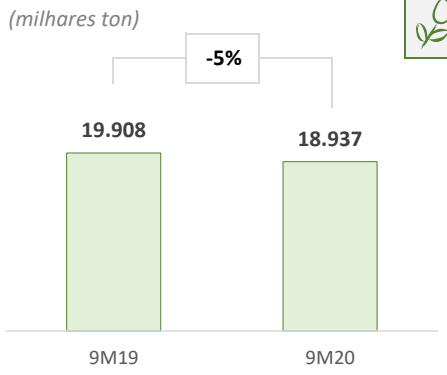
Recursos hídricos vs. Média LP	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Portugal	-3%	-39%	92%	36 p.p.
Brasil (1)	-16%	-14%	-8%	-1 p.p.

Taxa de Câmbio - Média no Período	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
USD/EUR	1,13	1,12	0%	+0,00
BRL/EUR	5,70	4,37	-23%	+1,34

Performance EBITDA - 9M20



Emissões Evitadas [2]



Nos 9M20, o EBITDA atingiu o valor de €1.572M (-6% em termos homólogos), uma vez que a forte recuperação dos recursos hídricos na P. Ibérica juntamente com a nossa estratégia de *hedging* foi compensada pelo efeito de desconsolidação dos activos de energia eólica vendidos, recursos eólicos mais fracos no período e o impacto desfavorável da desvalorização do Real Brasileiro (-€36M).

O EBITDA da hídrica aumentou 12% face ao período homólogo para €499M (+€54M em termos homólogos), devido essencialmente à P. Ibérica. Na **P. Ibérica** o EBITDA cresceu €87M face aos 9M19, derivado do impacto conjunto do aumento da produção hídrica (+62% em termos homólogos) suportado pela recuperação dos recursos hídricos (+36p.p. para 3% abaixo da média histórica em Portugal), pelos preços da *pool* mais baixos e pela nossa estratégia de *hedging*. A Set-20, as reservas hídricas em Portugal situavam-se nos 60%, 10p.p. acima da média de longo-prazo. No **Brasil** a performance da geração hídrica foi moderada – o impacto adverso do contexto energético do 1T20, seguido de uma forte recuperação no 3T20, suportado pelo GSF superior e pela nossa estratégia de alocação de um maior volume de vendas de energia executadas no 2S20.

O EBITDA da produção eólica e solar diminuiu 12% face ao período homólogo para €1.074M nos 9M20, motivado por:
(i) desconsolidação de activos vendidos (-€96M vs. 9M19), incluindo 997 MW na Europa (Jul-19) e 137 MW no Brasil (Fev-20);
(ii) menores ganhos de capital (-€26M em termos homólogos), +€200M nos 9M20 derivados da criação da JV com a Engie para a eólica *offshore*, Ocean Winds (OW);
(iii) recursos eólicos mais fracos (-5p.p vs. 9M19, 9% abaixo do P50) em particular na P. Ibérica e nos EUA, e menor preço médio de venda, que foram compensados pela adição de capacidade instalada.

O desempenho dos custos operacionais (OPEX) nas renováveis foi estável, devido à desconsolidação de activos, impacto do crescimento, controlo de despesas e uma bem-sucedida implementação de programas de redução de custos em curso. **O custo operacional por MW médio**, ajustado das rotações de activos, custos com *offshore*, taxas de serviço e impacto cambial, aumentou 3% devido aos requerimentos necessários para acelerar o crescimento.

Outros custos operacionais (líquidos), verificaram um crescimento de €40M face ao período homólogo. Isto deveu-se essencialmente aos menores ganhos de capital com a nossa estratégia de rotação de activos: nos 9M20, foi registado um ganho de €200M proveniente da criação da JV com a Engie, vs. um ganho de €226M nos 9M19 com a venda de uma participação de 51% num projecto de 997 MW em operação na Europa (Jul-19). Adicionalmente, esta rúbrica inclui os impostos de geração em Espanha e o *clawback* em Portugal (€46M nos 9M20), o que implica um aumento de €30M em termos homólogos, após a retoma dos mesmos em Abr-19.

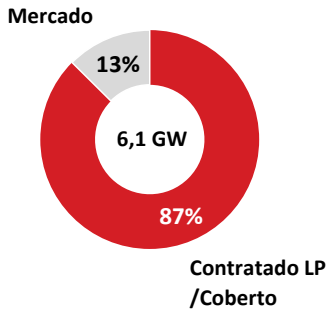
(1) GSF Ponderado; (2) Emissões de CO_2 que teriam sido emitidas se a electricidade produzida por fontes renováveis fosse proveniente de centrais termoeléctricas. Para cada país, é calculado multiplicando a geração renovável líquida pelo factor de emissão do mix de centrais termoeléctricas.

Renováveis na América do Norte

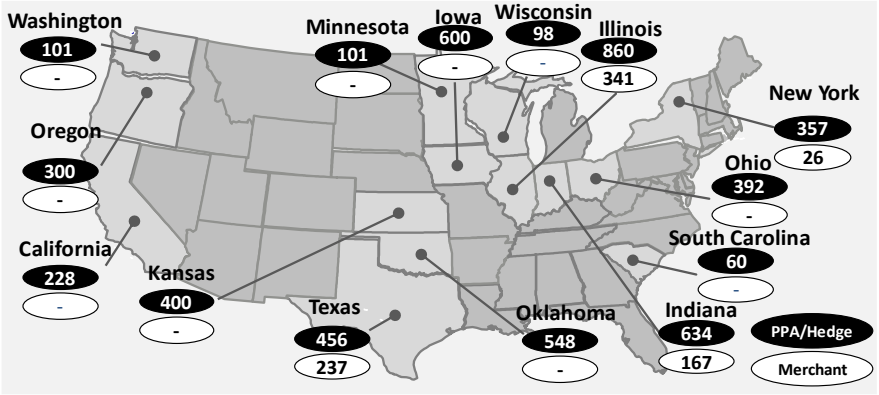
Dados operacionais	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	**6.135**	**5.562**	**10%**	**+573**
EUA CAE/Hedge	5.135	4.546	13%	+588
EUA Mercado	771	786	-2%	-15
Canadá	30	30	0%	-
México	200	200	0%	-
Recursos eólicos vs. Média LP	**-10%**	**-5%**	**-97%**	**-5 p.p.**
Factor médio de utilização (%)	**32%**	**33%**	**-4%**	**-1 p.p.**
EUA	31%	33%	-5%	-1 p.p.
Canadá	28%	26%	6%	2 p.p.
México	42%	43%	-4%	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	**12.403**	**12.058**	**3%**	**+344**
EUA	11.803	11.443	3%	+360
Canadá	55	51	7%	+3
México	545	564	-3%	-19
Preço médio de venda (USD/MWh)	**45**	**46**	**-2%**	**-1**
EUA	44	45	-3%	-1
Canadá ($CAD/MWh)	148	147	1%	+1
México	67	65	3%	+2
Capacidade instalada (MW Equity)	398	259	54%	+139

Dados Financeiros (USD Milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta Ajustada	**720**	**700**	**3%**	**+20**
Margem Bruta	558	548	2%	+9
Receitas PTC & Outras	162	152	7%	+10
Joint Ventures e Associadas	-1	-1	5%	+0
EBITDA	**548**	**511**	**7%**	**+37**
EBIT	**266**	**246**	**8%**	**+21**

Capacidade instalada 9M20



USA: EBITDA MW por mercado - Set-20



Na América do Norte, a **capacidade instalada** (6,1 GW EBITDA) é **99% eólica** e o remanescente é **solar PV** (90 MW). Adicionalmente, detemos **participações minoritárias em outros projectos eólicos e solares**, equivalentes a **398 MW**.

No seguimento da estratégia de crescimento da EDP através de contractos de energia a longo prazo, a adição de 581 MW ao portefólio nos últimos 12 meses consiste em parques com CAEs. Nos 9M20, **87% da capacidade instalada está ao abrigo de contratos a longo prazo** (CAEs/*Hedge*).

A **produção eléctrica cresceu** 3% face ao período homólogo, reflectindo o aumento da capacidade instalada média (+7% vs. 9M19) e os menores factores de médios de utilização. Nos 9M20, a **média de recursos eólicos** esteve 10% abaixo da média histórica (P50), essencialmente devido às **regiões Central e Este**, apesar da melhoria na região Oeste**.** O **preço médio** caiu ligeiramente para USD 45/MWh.

A margem bruta cresceu para **USD 558M** nos 9M20 (+2% em termos homólogos), uma vez que os benefícios associados à expansão do portefólio foram parcialmente compensados pela performance dos recursos eólicos abaixo da média. **Os créditos fiscais à produção (PTC) e outros aumentaram, para USD 162M** (+7% vs. 9M19), devido sobretudo a novos PTCs contraídos e impacto irrisório do término de alguns PTCs.

O EBITDA na América do Norte registou um aumento de 7% para USD 548M nos 9M20, suportado pela trajectória da margem bruta e pela parte do ganho registado na América do Norte com a criação da JV com Engie (~€50M).

- Vendas podem ser através de CAEs (até 20 anos), Coberturas ou Preços de Mercado; Certificados verdes (Créditos de Energia Verde, REC) sujeitos à regulação;
- A Dez-19 o Presidente assinou o Taxpayer Certainty and Disaster Relief Act de 2019, que alterou a programação do phase down dos PTCs para projectos de energia eólica onshore e não alterou o ITC solar. De acordo com a legislação anterior, o phase down dos PTCs seria de 40% para os projectos com início de construção em 2019 e de 0% para instalações cuja construção começou em 2020. A lei em vigor mantém a taxa de PTC de 40% para os projectos de 2019 e aumenta para 60% para projectos cuja construção começou em 2020. Projectos após 2021 não terão PTC. Para 2020, o valor do PTC é de $25/MWh.

- Tarifa Feed-in por 20 anos (Ontário); Renewable Energy Support Agreement (Alberta)

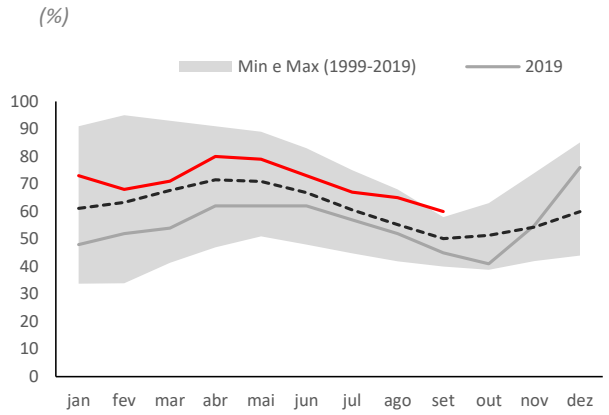
- Leilões tecnologicamente neutros em que os licitadores oferecem um pacote de preços globais para 3 diferentes produtos (capacidade, geração eléctrica e certificados verdes);
- Projecto EDPR: contracto bilateral de fornecimento de electricidade em regime de autoabastecimento por um período de 25 anos.

Renováveis na P. Ibérica

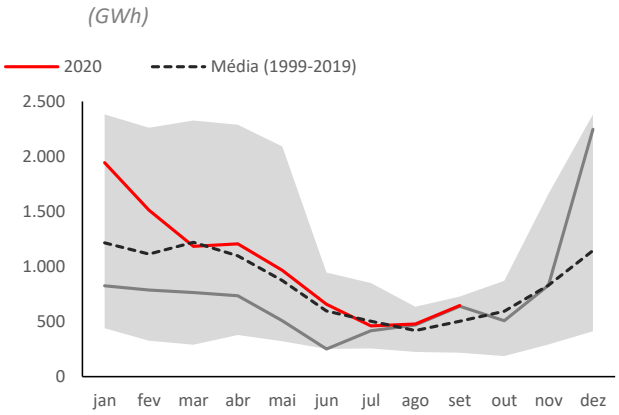
Dados operacionais	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	**10.324**	**10.319**	**0%**	**+6**
Eólica e Solar	**3.139**	**3.133**	**0%**	**+6**
Espanha	1.974	1.969	0%	+6
Portugal	1.164	1.164	0%	-
Hídrica	**7.186**	**7.186**	**0%**	**-**
Recursos vs. Média LP (Média=0%)				
Eólico em Portugal (3)	-11%	-1%	-	-10 p.p.
Hídricos em Portugal (3)	-3%	-39%	92%	36 p.p.
Factor médio de utilização (%)				
Eólica e Solar				
Espanha	24%	27%	-13%	-4 p.p.
Portugal	24%	26%	-10%	-3 p.p.
Hídrica	**20%**	**13%**	**61%**	**8 p.p.**
Electricidade produzida (GWh)	**14.496**	**12.023**	**21%**	**+2.474**
Eólica & Solar	**4.896**	**6.089**	**-20%**	**-1.193**
Espanha	3.088	3.902	-21%	-813
Portugal	1.808	2.187	-17%	-379
Hídrica	**9.600**	**5.934**	**62%**	**+3.666**
Produção líquida (4)	8.363	5.034	66%	+3.329
Bombagem	1.238	900	38%	+338
Preço médio de venda (€/MWh)				
Eólica e Solar				
Espanha	80	74	8%	+6
Portugal	89	93	-4%	-4
Hídrica (2)	**38**	**61**	**-37%**	**-22**
Capacidade instalada (MW Equity)	152	152	0%	-

Dados Financeiros (€ Milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**917**	**886**	**3%**	**+31**
Eólica & Solar (1)	413	492	-16%	-79
Espanha	251	289	-13%	-38
Portugal	162	204	-20%	-41
Hídrica	504	394	28%	+110
Joint Ventures e Associadas	2	4	-57%	-2
EBITDA	**703**	**926**	**-24%**	**-222**
Eólica & Solar (1)	302	611	-51%	-309
Hídrica	401	314	28%	+87
EBIT	**409**	**575**	**-29%**	**-167**
Eólica & Solar (1)	189	488	-61%	-299
Hídrica	220	87	152%	+133

Reservas Hídricas em Portugal vs. Média Histórica



Produção Hídrica em Portugal vs. Média Histórica



A capacidade instalada na P. Ibérica (**10,3 GW**), divide-se entre **capacidade hídrica (70%)** e **eólica (~30%).** No âmbito do nosso plano de alienações anunciado a Mar-19, acordámos em Dez-19 a venda de 6 barragens em Portugal (1,7 GW) por €2,2 MM. Com esta transacção, a exposição ao risco hidrológico no norte de Portugal é reduzida, enquanto a EDP continua a deter ~75% do seu portefólio de activos hídricos na P. Ibérica. Este compromisso de redução da exposição ao risco foi posteriormente reforçado, em Jul-20, com a compra de um portefólio de energia renovável de 511 MW à Viesgo. A conclusão destas duas operações é esperada ocorrer no 4T20.

A produção de energia eólica e solar na P. Ibérica decresceu 20% em termos homólogos para 4,9 TWh, devido à desconsolidação dos activos vendidos em Jul-19 (-0,8 TWh vs. 9M19), e à deterioração dos recursos eólicos de 10p.p. para 11% abaixo da média histórica em Portugal. Desta forma, a **margem bruta eólica e solar** atingiu o valor de €413M (-16% em termos homólogos).

A margem bruta da actividade hídrica totalizou €504M. A forte performance em termos homólogos (+28% vs. 9M19), é explicada sobretudo pelas fracas condições hídricas do ano passado em conjunto com a nossa estratégia de *hedging* bem-sucedida durante este ano. Nos 9M20 os recursos hídricos apresentaram uma forte recuperação, passando de um défice de 39% nos 9M19 para 3% abaixo-da-média em Portugal nos 9M20. Como resultado, a produção hídrica (líquida) subiu 66% em termos homólogos, mas os preços da *pool* continuaram a ser pressionados para uma trajectória descendente bem como o preço médio de venda de produção hídrica (-37% vs. 9M19, excluindo o efeito de *hedging*).

A actividade de bombagem permaneceu intensa durante 2020, com um aumento de 38% do volume face aos 9M19. A **margem de bombagem** unitária situou-se nos dois dígitos, contribuindo ainda para o aumento das reservas hídricas que se situaram nos 60%, 10p.p. acima da média histórica no fim de Set-20.

O **EBITDA** decresceu 24% em termos homólogos para €703M nos 9M20, explicado em parte pelos maiores ganhos no ano passado derivados da execução da estratégia de rotação de activos, que foram parcialmente mitigados pela forte performance em termos hídricos. É importante ainda referir que os impostos de geração em Espanha e o *clawback* em Portugal totalizaram €46M nos 9M20.

- Foi aprovado a 22-Nov o RD 17/2019, que introduziu medidas destinadas a garantir um enquadramento regulatório e económico estável, que encorage o desenvolvimento de geração renovável em Espanha.
- O RD 17/2019 actualizou o "retorno razoável" para a geração renovável no próximo período regulatório com início a 1 de Janeiro 2020, de 7,398% para activos antes do RDL 9/2013 e 7,09% para os mais recentes.
- MWs do regime prévio: Tarifa Feed-in negativamente correlacionada com o factor de utilização. Tarifa actualizada mensalmente à inflação, ao longo do mais tarde: 15 anos de operação ou 2020, +7 anos (sistema cap/floor: €74/MWh - €98/MWh);
- Portefólio ENEOP: preço definido em concurso competitivo internacional, a 15 anos (ou primeiros 33 GWh/MW) + 7 anos (extensão em sistema cap/floor: €74/MWh - €98/MWh). Tarifa do 1.º ano c.€74/MWh, actualizado mensalmente ao CPI.

(1) Inclui ajustamentos de hedging; (2) Exclui mini-hídricas FiT; (3) Fonte: REN; (4) Inclui mini-hídricas FiT.

Renováveis no Resto da Europa

Dados operacionais	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW EBITDA)	**1.383**	**1.263**	**10%**	**+120**
Roménia	521	521	0%	-
Polónia	476	418	14%	+58
França & Bélgica	116	53	119%	+63
Itália	271	271	0%	-
Factor médio de utilização (%)	**27%**	**25%**	**8%**	**2 p.p.**
Roménia	27%	25%	6%	2 p.p.
Polónia	28%	28%	0%	0 p.p.
França & Bélgica	29%	21%	38%	8 p.p.
Itália	26%	27%	-4%	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	**2.271**	**2.488**	**-9%**	**-216**
Roménia	916	836	10%	+79
Polónia	775	775	0%	+0
França & Bélgica	121	488	-75%	-367
Itália	459	388	18%	+71
Preço médio de venda (€/MWh)	**77**	**79**	**-2%**	**-1**
Roménia (RON/MWh)	340	332	2%	+8
Polónia (PLN/MWh)	341	303	12%	+38
França & Bélgica	83	90	-7%	-7
Itália	90	98	-7%	-7
Taxa de Câmbio - Média no período				
PLN/EUR	4,42	4,30	-3%	+0,12
RON/EUR	4,83	4,74	-2%	+0,09

Dados Financeiros (€ Milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**172**	**203**	**-15%**	**-31**
Roménia	57	63	-9%	-6
Polónia	60	58	3%	+2
França & Bélgica	14	44	-69%	-31
Itália	41	37	11%	+4
EBITDA	**124**	**173**	**-28%**	**-48**
EBIT	**74**	**118**	**-37%**	**-44**

No Resto da Europa (excluindo P. Ibérica), a capacidade instalada está fortemente concentrada em energia eólica *onshore* (aproximadamente 1.333 MW), incluindo também capacidade solar na Roménia (~50 MW). Nos últimos 12 meses foram adicionados 120 MW ao nosso portefólio, dos quais 108 MW durante o 3T20.

A produção decresceu 9% (em termos homólogos) para 2.271 GWh, impulsionado pela transacção de rotação de activos na Europa em Jul-19 (0,4 TWh vs. 9M19), que superou os benefícios de recursos eólicos mais fortes, justificando o aumento de 2 p.p. do factor médio de utilização face aos 9M19. Os factores médios de utilização melhoraram em todas as geografias à excepção de Itália.

O preço médio de venda decresceu ligeiramente, -2% em termos homólogos, com preços menores realizados em Itália parcialmente compensados pela Polónia (maior contribuição dos certificados verdes).

A margem bruta diminuiu para €172M nos 9M20 (-15% em termos homólogos), maioritariamente devido à alteração no perímetro de consolidação. **O EBITDA atingiu €124M** (-28% vs. 9M19), suportado pela performance da margem bruta e pelos menores ganhos com a estratégia de rotação de activos.

• 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 cap/floor (€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 poderem 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.

Dados Operacionais	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW EBITDA)	**1.930**	**2.066**	**-7%**	**-137**
Eólica	331	467	-29%	-137
Hídrica	1.599	1.599	0%	-
Recursos				
GSF (1)	85%	86%	-1%	-1 p.p.
Eolicidade vs. Média LP	-10%	-11%	13%	1 p.p.
Factor médio de utilização (%)				
Eólica	36%	41%	-11%	-4 p.p.
Hídrica	38%	29%	30%	9 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	**4.741**	**4.289**	**11%**	**+452**
Eólica	785	1.258	-38%	-474
Hídrica	3.956	3.030	31%	+926
Preço médio de venda (R$/MWh)				
Eólica	218	205	6%	+13
Hídrica	195	180	9%	+15
Capacidade Instalada (MW Equity)	551	551	0%	-

Dados Financeiros (R$ milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**765**	**866**	**-12%**	**-101**
Eólica	155	235	-34%	-80
Hídrica	610	631	-3%	-21
Joint Ventures e Associadas	-7	2	-	-9
EBITDA	**666**	**749**	**-11%**	**-83**
Eólica	112	175	-36%	-63
Hídrica	554	574	-3%	-20
Lajeado & Invesco	319	299	6%	+19
Peixe Angical	135	187	-28%	-52
Energest	100	87	14%	+13
EBIT	**510**	**577**	**-12%**	**-67**

O nosso portfólio de renováveis no Brasil consiste em 1,9 GW de capacidade instalada consolidada: dos quais 83% correspondentes a centrais hídricas com energia contratada (CAE) e 17% a eólicas onshore também contratadas. Adicionalmente, a EDP possui **participações noutras centrais hidrícas, que representam uma capacidade atribuível de 551 MW.**

O decréscimo de 3% em termos homólogos na **margem bruta da produção hídrica nos 9M20** para R$610M reflecte um 1T20 particularmente adverso dado o contexto energético (o período de chuvas começou mais tarde que o normal) e da nossa estratégia de alocação de energia no ano. O 3T20 ficou marcado por uma recuperação significativa (+34% vs 3T19), suportada por um GSF mais alto no 3T face ao período homólogo e pela nossa estratégia de alocação de uma maior quantidade de energia física para ser entregue no segundo semestre deste ano, que é habitualmente uma época mais seca e com um PLD superior.

De referir que foi publicada uma lei referente ao acordo sobre a repactuação do GSF no ambiente de contratação livre, que se traduz na extensão da concessão de centrais hídricas em troca da desistência dos litígios relacionados com o mecanismo de realocação de energia. Os detalhes da implementação desta lei estão ainda em discussão.

A desconsolidação da Babilónia impactou significativamente o desempenho operacional, dado o peso relevante que tinha no portfólio (30% da capacidade instalada total nos 9M19), com maior *load factor* e menor tarifa. **Deste modo, os 9M20 foram caracterizados pela queda na produção eólica** (-38% vs 9M19), que é totalmente explicada pela desconsolidação de Babilónia (-500 GWh em termos homólogos) a partir de Fev-20, uma vez que os recursos eólicos melhoraram 13% face ao período homólogo, mas ainda assim situando-se 10% abaixo da média do longo prazo. No geral, a margem bruta eólica recuou 34%, mas teria subido 16% se excluído o efeito da desconsolidação da Babilónia.

O EBITDA da hídrica decresceu 3%, enquanto que o EBITDA da eólica reduziu 36%, reflectindo a *performance* da margem bruta.

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

- A capacidade hídrica está contratada, ou bilateralmente ou através de CAE, estando assim comprometida a entregar determinado montante de energia em garantia física

(1) O GSF "Generation Scale Factor" reflecte o total de geração (real) sobre o volume de garantia física no sistema (que tem elevada sazonalidade numa base trimestral)

Redes reguladas: Performance financeira

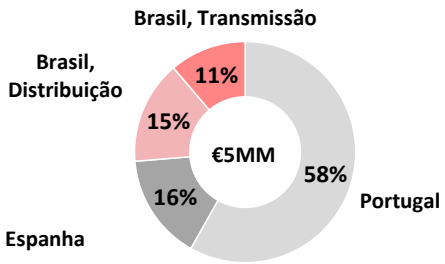
DR Operacional (€ Milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**1.262**	**1.386**	**-9%**	**-125**
OPEX	377	428	-12%	-51
Outros custos operacionais (líquidos)	226	210	8%	+16
Custos Operacionais Líquidos	**603**	**638**	**-5%**	**-35**
Joint Ventures e Associadas	5	3	93%	+3
EBITDA	**664**	**751**	**-12%**	**-87**
Amortizações, imparidades; Provisões	303	278	9%	+25
EBIT	**360**	**473**	**-24%**	**-113**

Taxa de câmbio - Média no período	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
BRL/EUR	5,70	4,37	-23%	1,34

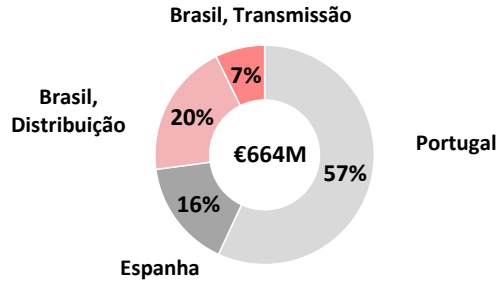
EBITDA (€ Milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Portugal	378	382	-1%	-4
Espanha	106	117	-9%	-11
Brasil	180	252	-29%	-72
EBITDA	**664**	**751**	**-12%**	**-87**

OPEX & Capex performance	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (2)				
P.Ibérica (€/ponto de ligação)	37	39	-5%	-2
Brasil (R$/ponto de ligação)	136	146	-7%	-10
Invest. operacional (€ M) (3)	**411**	**559**	**-26%**	**-148**
Portugal	178	176	1%	+2
Espanha	28	22	29%	+6
Brasil	205	361	-43%	-157
Manutenção	6	54	-88%	-48
Expansão	198	308	-35%	-109
Rede de Distribuição ('000 Km)	**344**	**341**	**1%**	**+3**
Portugal	228	227	1%	+2
Espanha	21	21	0%	+0
Brasil	95	93	2%	+2

RAB 9M20 (1)



EBITDA 9M20



O segmento das Redes Reguladas inclui as actividades de distribuição de electricidade em Portugal, Espanha e Brasil; a comercialização de último recurso (CUR) em Portugal; e a mais recente actividade de transmissão no Brasil. No conjunto das geografias, a Base Regulada de Activos (RAB) totaliza €5MM, com os activos financeiros da transmissão a ganhar peso, representando 11% da base total.

A redução de 12% do EBITDA face ao período homólogo, para €664M, foi impulsionada por: (i) no Brasil, a depreciação do Real em 23% face ao Euro (-€55M), bem como o ganho registado no ano passado pelo efeito do reconhecimento de uma maior base de activos nas revisões regulatórias das nossas distribuidoras, justificando uma redução de 8% em termos homólogos no EBITDA, em moeda local; (ii) em Espanha, a queda no resultado deve-se a uma taxa de retorno inferior e o impacto positivo no ano passado do unwinding dos custos de anos anteriores; (iii) em Portugal, resultados estáveis (-1% vs 9M19), por um lado penalizado pela menor uma taxa de retorno e menor RAB nos 9M20, bem como pela recuperação de receitas de períodos anteriores no 1S19, mas beneficiando de menor OPEX.

O OPEX melhorou 12% face ao período homólogo, reflectindo uma rigorosa disciplina de controlo de custos, um menor número de operações (como cortes de energia, mudança de fornecedor, etc), depreciação do Real Brasileiro e uma redução no número de colaboradores, nomeadamente em Portugal. O impacto positivo do esforço contínuo relativamente à instalação de contadores inteligentes tem vindo a dar resultados, em particular em Portugal, com o aumento do número de ordens de serviço remotas, com altas taxas de sucesso de execução, enquanto o volume de reclamações diminuiu, o que se traduz também numa maior eficiência por parte das operações associadas.

Os outros custos operacionais líquidos cresceram 8% (+€16M), maioritariamente devido à recuperação de receitas de períodos anteriores na P. Ibérica no 1S19.

O CAPEX no 9M20 caiu 26% para €411M, explicado pela redução do investimento na expansão do CAPEX no Brasil (-€157M). Esta redução de investimento no CAPEX é um reflexo da: (i) decisão de interrupção das construções de novas linhas de transmissão por parte da EDP Brasil no 2T20, dado o contexto de pandemia; (ii) chuvas intensas em algumas regiões do Brasil no 1T20; (iii) e a depreciação do Real Brasileiro face ao Euro. É importante ainda referir que 4 das linhas de transmissão que se encontram em construção permanecem antecipadas face ao calendário regulatório, com 79% do investimento já executado.

(1) Activos financeiros no caso da Transmissão no Brasil. RAB de Espanha após-Lesividad, de acordo com as decisões do tribunal e assumindo o cenário que considera uma vida residual dos activos idêntica à proposta pela CNMC no seu último relatório para a empresa na proposta de remuneração de final de 2018. Contudo, este valor não deve ser considerado final até que a execução da sentença esteja terminada; (2) FSE + Custos com pessoal; (3) Líquido de subsídios.

Distribuição de Electricidade & CUR em Portugal

DR Operacional (€ Milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**806**	**812**	**-1%**	**-6**
OPEX	234	246	-5%	-12
Rendas de concessão	196	196	0%	+0
Outros custos operacionais (líquidos)	-3	-13	79%	+10
Custos Operacionais Líquidos	**428**	**430**	**0%**	**-2**
Joint Ventures e Associadas	0	0	4%	+0
EBITDA	**378**	**382**	**-1%**	**-4**
Amortizações, imparidades; Provisões	221	200	10%	+20
EBIT	**157**	**182**	**-14%**	**-25**

Indicadores chave	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ Milhões)	**806**	**812**	**-1%**	**-6**
Regulada	801	802	-0%	-0
Não-regulada	4	10	-57%	-6
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ Milhões)	**777**	**778**	**-0%**	**-1**
Electricidade distribuída (GWh)	32.665	33.802	-3%	-1.137
Pontos de ligação (mil)	6.306	6.269	1%	+38
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ Milhões)	**24**	**24**	**2%**	**+0**
Clientes fornecidos (mil)	983	1.055	-7%	-72
Electricidade vendida (GWh)	1.767	1.965	-10%	-198

Distribuição de Electricidade em Espanha

DR Operacional (€ Milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**144**	**149**	**-3%**	**-5**
OPEX	40	42	-5%	-2
Outros custos operacionais (líquidos)	-2	-10	-	+8
Custos Operacionais Líquidos	**38**	**32**	**19%**	**+6**
Joint Ventures e Associadas	-	-	-	-
EBITDA	**106**	**117**	**-9%**	**-11**
Amortizações, imparidades; Provisões	28	27	4%	+1
EBIT	**78**	**90**	**-13%**	**-12**

Indicadores chave	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ Milhões)	**144**	**149**	**-3%**	**-5**
Regulada	142	143	-0%	-1
Não-regulada	2	6	-67%	-4
Pontos de ligação (mil)	670	668	0%	+2
Electricidade distribuída (GWh)	5.562	6.266	-11%	-704

Distribuição de electricidade e CUR em Portugal

O volume de electricidade distribuída decresceu 3% em termos homólogos nos 9M20, com uma clara recuperação no 3T20 (em que o consumo esteve praticamente estagnado face ao período homólogo), após um 2T20 que registou um decréscimo de 11% no consumo devido ao confinamento. Contudo, apesar do modelo regulatório em vigor em Portugal prever que variações no consumo tenham um impacto negligenciável ao nível do EBITDA, o mesmo já não acontece com o valor dos activos regulatórios, que teve um aumento significativo (detalhes na página 7).

As receitas reguladas da distribuição mantiveram-se estáveis (-€1M em termos homólogos), reflectindo as baixas *yields* das OTs a 10 anos, ao longo do últimos 12 meses, que levaram a um decréscimo da taxa de retorno do RAB em 2020, que se encontra em 4,85% em relação aos segmentos AT/MT, abaixo da taxa de 5,13% registada em 2019, e ligeiramente acima do limite mínimo de 4,75%. **Em relação à actividade comercial de último recurso (CUR), as receitas reguladas mantiveram-se estáveis nos €24M.**

Performance sólida em termos de OPEX (-5% vs. 9M19), que beneficiou do forte investimento na digitalização, reflectido num incremento de 20% no número de ordens de serviço remotas em Portugal e num decréscimo de 13% em relação ao número de reclamações. Para além disso, a performance do OPEX reflecte a redução do número de operações por consequência do contexto pandémico, contrariado por efeitos de tempestades em Portugal no 1T20 e custos mais elevados relacionados com a gestão da vegetação nos 9M20.

Em suma, o **EBTIDA totalizou €378M nos 9M20** (-1% face ao período homólogo), reflectindo uma diminuição das *yields* soberanas e o impacto positivo da recuperação de receitas de anos anteriores.

A 15-Outubro, a ERSE anunciou a **proposta de tarifas reguladas de electricidade para 2021**. No que diz respeito à distribuição, a ERSE propôs receitas reguladas de €1.024M (vs €1.030M em 2020), enquanto para o comercializador de último recurso, SU Eletricidade, a ERSE propôs uma margem bruta regulada de €34M (vs. €32M em 2020). Adicionalmente, os activos regulatórios do sistema elétrico português deverão diminuir em €0,6MM ao longo de 2021, para menos de €3MM, após permanecerem estáveis durante 2020 (vs 2019), mesmo num contexto de pandemia.

Distribuição de electricidade em Espanha

A **Margem Bruta da actividade de distribuição de electricidade em Espanha decresceu 3%** em termos homólogos para €144M, reflectindo uma **redução da taxa de retorno sobre o RAB** (de 6,5% para 6,0% em 2020) e um ajuste das receitas reguladas em 2019. O EBITDA recuou 9% em termos homólogos para €106M, com uma **performance de custos** (-5% no OPEX vs 9M19) contrariada pelo *unwinding* dos custos de anos anteriores concentrados em 2019.

Em relação à decisão do tribunal 481/2020 do caso *Lesividad*, o RAB da distribuição em Espanha poderá ser reduzido de €950M para um mínimo de €775M, dependendo dos termos finais aplicados. Posto isto, o nosso EBITDA já reflecte este impacto desde 2017. Uma vez concluída a **aquisição Viesgo (esperada no 2S20), irá mais do que duplicar a nossa presença nas redes em Espanha, atinjindo um RAB total de €1,8MM que juntamente com EBITDA (baseado em dados de 2019) de ~€320M.** (O RAB pós *Lesividad*, de acordo com o pior cenário, tendo em conta as decisões mais recentes do tribunal. O EBITDA da EDP exclui o efeito da receita de anos anteriores).

Redes reguladas no Brasil

DR Operacional (R$ milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**1.779**	**1.857**	**-4%**	**-78**
OPEX	566	584	-3%	-18
Outros custos operacionais (líquidos)	190	164	16%	+26
Custos Operacionais Líquidos	**756**	**747**	**1%**	**+8**
Joint Ventures e Associadas	0	0	-	-
EBITDA	**1.023**	**1.110**	**-8%**	**-87**
Amortizações, imparidades; Provisões	221	214	4%	+7
EBIT	**802**	**896**	**-10%**	**-94**

Distribuição - Indicadores chave	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Clientes Ligados (Milhares)	**3.574**	**3.490**	**2,4%**	**+84**
EDP São Paulo	1.967	1.914	2,8%	+53
EDP Espírito Santo	1.607	1.576	2,0%	+31
Electricidade Distribuida (GWh)	**17.823**	**19.114**	**-7%**	**-1.291**
Clientes regulados	9.863	10.588	-7%	-725
Clientes em mercado livre	7.960	8.525	-7%	-566
Perdas Totais (%)				
EDP São Paulo	9%	8%	7,1%	+0
EDP Espirito Santo	13%	12%	5,4%	+0
Margem Bruta (R$ Milhões)	**1.489**	**1.721**	**-13,5%**	**-232**
Receitas reguladas	1.488	1.387	7%	+102
Outros	1	334	-100%	-334
EBITDA (R$ Milhões)	**749**	**983**	**-24%**	**-235**
EDP São Paulo	385	476	-19%	-91
EDP Espírito Santo	363	507	-28%	-144

Transmissão - Indicadores chave (R$ M)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Receitas	**951**	**1.207**	**-21%**	**-257**
Receita de construção	746	1.230	-39%	-484
Receitas Financeiras	292	96	204%	+196
Outras	-87	-118	27%	+32
Margem Bruta	**290**	**136**	**113%**	**+154**
EBITDA	**275**	**127**	**117%**	**+148**
EBIT	**274**	**126**	**117%**	**+148**

A electricidade distribuída no Brasil nos 9M20 recuou 7% em termos homólogos, arrastada pela queda no 2T20 de 12% vs. 2T19 devido à pandemia, bem como pela redução do consumo por parte de um grande cliente industrial. O 3T20 já apresenta sinais de recuperação em termos, com um decréscimo de 3,4% da electricidade distribuída nas nossas áreas de concessão no Brasil.

A margem bruta da distribuição caiu 13% em termos homólogos nos 9M20, principalmente impactada pelo ganho do 3T19 contabilizado na sequência da revisão regulatória das nossas concessões (-R$232M), pelo reconhecimento de uma base de activos superior. Além disso, a margem bruta dos 9M20 foi penalizada pela contração da procura e consequente sobrecontratação (-R$85M vs 9M19), por maiores perdas (-R$30M), que por sua vez se devem ao efeito contabilístico da redução de consumo por parte de um grande cliente industrial no mercado livre e também pelos efeitos da pandemia. Isto foi atenuado pelo impacto positivo da actualização tarifária anual (+R$43M em termos homólogos) e efeito do PIS/COFINS.

De referir que o governo brasileiro introduziu várias medidas para apoiar as distribuidoras neste contexto excepcional da pandemia, nomeadamente com a criação da "conta Covid-19", no valor total de R$15,3MM, dos quais R$574M foram atribuídos à EDP Brasil, com a finalidade de financiar os custos relacionados com a sobrecontratação e inadimplência. Em relação à sobrecontratação, estimamos ter entre R$53M e R$120M de custos reconhecidos como sobrecontratação involuntária, sendo que parte deste benefício já está a ser considerado nos números apresentados no 3T20.

Adicionalmente, as revisões regulatórias anuais das nossas concessões de distribuição ocorreram em Ago-20 na EDP ES e em Out-20 na EDP SP, reconhecendo um aumento tarifário para os consumidores de 8,02% e 4,82%, respectivamente, em parte devido à indexação das receitas reguladas ao IGP-M, que por sua vez considera a desvalorização do real brasileiro.

A margem bruta na **transmissão** mais do que duplicou nos 9M20, alcançando R$290M, no seguimento da entrada em operação do lote 11 e da evolução dos trabalhos de construção nas restantes linhas.

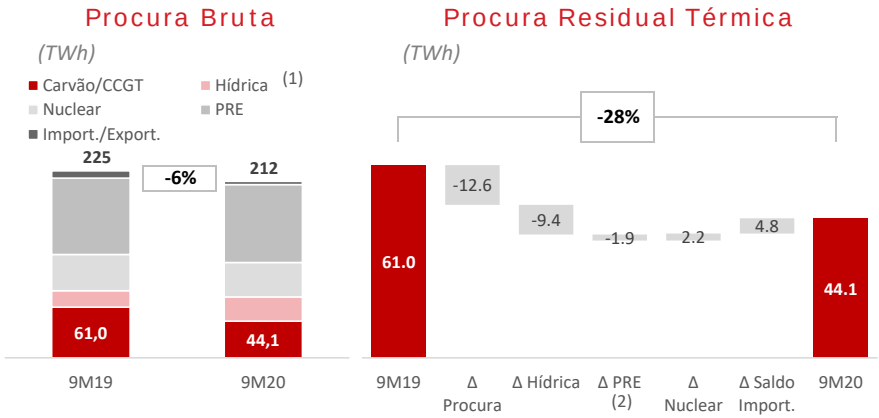
O **OPEX reduziu 3% em termos homólogos** (-R$18M), com a renegociação de contratos e redução do número de operações, pelo efeito da pandemia. Os **outros custos operacionais** aumentaram 16% face ao período homólogo (+R$26M), reflectindo o aumento das provisões com clientes de cobrança duvidosa (+R$12M) e perdas em activos fixos (+R$12M).

Em suma, o EBITDA do segmento das redes decresceu 8% face ao período homólogo, atingindo R$1.023M, devido maioritariamente ao ganho no ano passado das revisões regulatórias e pela menor procura nos 9M20 provocada pela pandemia, embora esses efeitos tenham sido mitigados pelo crescimento das actividades de transmissão.

- Duas concessões de distribuição, ambas 100% detidas pela EDP Brasil: EDP SP, em São Paulo, com um período regulatório de 4 anos, cuja última revisão regulatória aconteceu em Out-19; EDP ES, no Espírito Santo com período regulatório de 3 anos, cuja última revisão aconteceu em Ago-19. O WACC regulado está definido em 8,09%.

- A EDP opera uma linha de transmissão (desde Dez-18) e parte de outra linha (desde Jan-20), tendo em desenvolvimento outras 4 linhas de transmissão, sendo que a mais recente foi adquirida em Mai-19

EDP no mercado Ibérico



Principais factores (3)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Preço à vista de electric. (Espanha), €/MWh	32	50	-36%	-18
Preço final de electric. (Espanha), €/MWh (4)	40	55	-26%	-14
Preço Fwd 1Y Mercado Ibérico de Elect. (€/MV	43	56	-22%	-12
Direitos de emissão de CO2 (EUA), €/ton	24	25	-4%	-1
Carvão (API2), USD/ton	47	62	-24%	-15
Mibgas, €/MWh	8	16	-48%	-8
Brent, USD/Barril	40	65	-38%	-25

DR Operacional (€ Milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**701**	**539**	**30%**	**+162**
OPEX	271	269	1%	+3
Outros custos operacionais (líquidos)	114	81	40%	+32
Custos Operacionais Líquidos	385	350	10%	+35
Joint Ventures e Associadas	3	4	-4%	-0
EBITDA	**317**	**190**	**67%**	**+127**
EBIT	**87**	**48**	**81%**	**+39**

Dados financeiros chave (€ M)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	**701**	**539**	**30%**	**+162**
Comercialização	322	267	21%	+55
Gestão de energia e Térmica	379	272	39%	+107
EBITDA	**317**	**190**	**67%**	**+127**
Comercialização	88	74	20%	+15
Gestão de energia e Térmica	228	116	97%	+113
EBIT	**87**	**48**	**81%**	**+39**
Comercialização	58	44	32%	+14
Gestão de energia e Térmica	28	4	687%	+25

Contexto do mercado de electricidade Ibérico

Durante os 9M20, a procura de electricidade na Península Ibérica diminuiu 6% face ao período homólogo (-2% no 3T vs. 3T19). **A procura residual térmica** (PRT), i.e., geração a carvão e CCGT, diminuiu 28% em termos homólogos nos 9M20 (-17 TWh), repartidos equitativamente entre CCGT e Carvão, reflectindo: (i) um aumento de +9 TWh de produção hídrica (líquida de bombagem), em termos homólogos, acompanhado da recuperação dos recursos hídricos (+59% em termos homólogos mas, ainda assim 3% abaixo da média em Portugal; +43% em termos homólogos, em linha com a média histórica, em Espanha); (ii) a redução de c.13 TWh na procura de electricidade na P. Ibérica por consequência da imposição dos períodos de confinamento. (iii) um aumento de 2TWh de produção em regime especial impulsionado pelo crescimento da produção de energia solar. Estes efeitos foram parcialmente mitigados pela redução de c.2 TWh de energia nuclear, e pela redução de c.5 TWh em importações líquidas.

O preço médio à vista caiu 36% em termos homólogos, para ~€32/MWh nos 9M20, suportado pela trajectória descendente dos preços de CO_2 e gás (-4% e -48% respectivamente, em termos homólogos), menor procura e aumento da disponibilidade dos recursos hídricos. O preço médio final da eletricidade em Espanha decresceu 26% nos 9M20 face ao período homólogo, para €40/MWh, reflectindo uma maior procura por restrições e a evolução dos preços no mercado grossista.

Desempenho da EDP

O EBITDA cresceu +€127M face ao período homólogo para €317M, apoiado pelo forte desempenho do nossa actividade térmica e de gestão de energia, que devido aos resultados da nossa estratégia de *hedging* compensaram o baixo nível de produção das centrais térmicas; e a normalização das condições operacionais no segmento comercial: (i) a procura apresentou sinais de recuperação nomeadamente no segmento B2C, após um 2T20 muito difícil, quando a procura ficou aquém do previsto e o excesso de energia teve de ser vendido no mercado a preços muito baixos; (ii) maior penetração de serviços, nomeadamente no B2C em energia solar.

A produção a carvão teve uma contribuição negligenciável para o EBITDA do grupo no 9M20, como consequência da quebra registada na produção de 58% em termos homólogos. Como resultado da decisão tomada em Jul-20 de antecipar o encerramento das centrais a carvão de Sines e Soto de Ribera 3 para 2021, a produção de carvão em Sines aumentou no 3T20 para queimar as reservas de carvão. Para além de Sines, a produção de carvão por parte da EDP no 3T20 limitou-se a Aboño que atendeu às restrições locais de procura e utiliza gases siderúrgicos da ArcelorMittal, contribuindo assim para uma economia circular. O contributo das centrais Ibéricas a carvão para as receitas do Grupo EDP foi de 3%, fortemente impactado pelos resultados de coberturas e queima forçada de carvão em Sines antes do encerramento.

Em Maio de 2020, a EDP anunciou a venda de duas centrais CCGT, que representavam ~23% da capacidade instalada de centrais CCGT, na Península Ibérica, e do segmento B2C em Espanha (1,2M de clientes) à Total (Conclusão desta operação está prevista para 4T20). A EDP continuará a desenvolver ofertas competitivas no segmento B2B, crescer em novas soluções energéticas e manterá a sua presença, em Portugal, que conta com 4M de clientes, no segmento B2C.

Relativamente ao remanescente de 2020 a EDP já tem *spreads* contratados para aproximadamente toda a produção esperada, com preço contratado para a produção hídrica/nuclear acima de €55/MWh (preço baseload, excluindo serviços de sistema) e spreads térmicos médios de só um dígito elevado. Para 2021, temos mais de 100% da nossa produção nuclear e hídrica contratada a um preço próximo de €45/MWh (preço baseload, excluindo serviços de sistema), e 80% da produção térmica com um spread médio de um só dígito.

O nosso segmento de clientes & gestão de energia na Península Ibérica incorpora as actividades de comercialização, produção térmica e gestão de energia. Este segmento totaliza 6,4 GW de capacidade instalada térmica, ~5,2M de clientes de electricidade e as actividades de gestão de energia na Península Ibérica. Estes negócios são a base do sucesso da nossa gestão integrada do portfólio, assegurando uma estrutura eficaz e competitiva que seja capaz de oferecer aos nossos clientes soluções diversificadas e garantir a necessária segurança de abastecimento.

Fontes: EDP, REN, REE; (1) Líquido de bombagem; (2) Regime especial de produção, nomeadamente eólico, solar e cogeração; (3) Média do período; (4) O preço final reflecte o preço à vista e os custos do sistema (garantia de potência e serviços de sistema).

Clientes & gestão de energia na P.Ibérica

Comercial. - Factores chave e financeiros	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Carteira de clientes (Milhares)				
Electricidade	**5.221**	**5.270**	**-0,9%**	**-50**
Portugal	4.060	4.112	-1,3%	-52
Espanha	1.160	1.158	0,2%	+2
Gás	**1.555**	**1.560**	**-0,3%**	**-5**
Portugal	652	659	-1,0%	-7
Espanha	903	901	0,2%	+2
Taxa de penetração Dual Fuel (%)	**30,5%**	**30,4%**	**0,4%**	**+0**
Rácio de serviços por contracto (%)	**19,3%**	**18,6%**	**4%**	**+0**
Volume de electricidade vendida (GWh)	**20.895**	**22.545**	**-7%**	**-1.650**
Residencial	9.542	9.366	1,9%	+176
Industrial	11.353	13.179	-14%	-1.826
Volume de gás vendido (GWh)	**8.625**	**8.284**	**4%**	**+341**
Residencial (1)	4.118	4.385	-6%	-266
Industrial	4.506	3.899	16%	+607
Margem bruta (€ Milhões)	**322**	**267**	**21%**	**+55**
EBITDA (€ Milhões)	**88**	**74**	**20%**	**+15**
Capex (€ Milhões)	**33**	**22**	**50%**	**+11**

Comercialização Península Ibérica

O número de clientes de electricidade em Portugal e Espanha decresceu ligeiramente em termos homólogos, com a EDP a manter o foco na qualidade de serviço e a alavancar no portfólio de clientes para aumentar o seu valor. De facto, a taxa de penetração de serviços novos aumentou em 4% em termos homólogos para 19,3% a Set-20. A EDP continua a crescer em novas soluções energéticas envolvendo os seus clientes nas mesmas. Neste sentido, nos 9M20, a EDP realizou mais de 10.000 instalações de painéis solares distribuídos (+72% face ao período homólogo) em Portugal B2C.

Em termos de comercialização de energia elétrica, o 3T20 apresentou sinais de recuperação com um aumento de 11% face ao trimestre homólogo, impulsionado principalmente pelo segmento B2B +23% vs 2T20, que foi fortemente impactado pela redução da atividade econômica durante os períodos de confinamento impostos, dado o contexto de pandemia. Nos 9M20, os volumes comercializados diminuíram 7% vs. 9M19, justificado pela evolução do segmento B2B.

O EBITDA das nossas actividades de comercialização na Península Ibérica aumentou €15M face ao período homólogo, inteiramente suportado pela forte recuperação do 3T20 após um 2T20 perturbado, dado o excesso de energia disponível como consequência da quebra na procura que levou a prática de preços desfavoráveis. Além disso, a performance do EBITDA nos 9M20 foi suportada pela resiliência da procura no segmento de B2C, aumento da instalação de energia solar distribuída, e número de clientes Funciona (+26K em termos homólogos, +3% vs 9M19). A performance do EBITDA foi impactada pelo reconhecimento de crédito mal parado de €18M (1,1% turnover) reflectindo tanto o aumento da dívida dos clientes quanto a adoção de premissas mais conservadoras na cobrança de faturas antecipando uma eventual deterioração do remanescente de 2020.

A carteira de clientes da EDP na Península Ibérica (~5,2M de clientes) tem um peso considerável de clientes residenciais e PMEs, correspondendo a ~42% do consumo total.

Gestão Energia & Térmica - Indicadores chave	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Produção (GWh)	**11.460**	**14.786**	**-22%**	**-3.326**
CCGT	7.816	7.464	5%	+352
Carvão	2.637	6.208	-58%	-3.571
Nuclear	857	889	-4%	-31
Outros	149	225	-34%	-76
Factor médio de utilização (%)				
CCGT	32%	31%	5%	+1p,p,
Carvão	17%	39%	-58%	-22p,p,
Nuclear	84%	87%	-4%	-3p,p,
Custos de produção (€/MWh) (2)	**41**	**51**	**-20%**	**-10**
CCGT	43	57	-25%	-14
Carvão	48	51	-7%	-4
Nuclear	4	5	-4%	-0
Margem Bruta (€ Milhões)	**379**	**272**	**39%**	**+107**
EBITDA (€ Milhões)	**228**	**116**	**97%**	**+113**
Capex (€ Milhões)	**15**	**29**	**-47%**	**-13**

Produção térmica & Gestão de energia na Península Ibérica

A produção nos 9M20 caiu 22% em termos homólogos, devido à redução da produção a carvão (-58% em termos homólogos) levando a uma diminuição de 22 p.p. no factor de disponibilidade das nossas centrais a carvão para 17% nos 9M20. É importante referir ainda que o factor médio de disponibilidade no 3T20 (27%), foi impulsionado pela queima forçada das reservas de carvão, por consequência encerramento antecipado da central de Sines em 2021. A produção das centrais CCGT ligeiramente superior (+5% face ao período homólogo) refletiu a mudança de carvão para gás na P. Ibérica e a menor procura térmica residual.

O **custo médio de produção térmica** registou uma diminuição de 20% em termos homólogos (para €41/MWh nos 9M20) devido a um decréscimo contínuo dos preços das matérias-primas, em particular do gás, e um menor volume de produção a carvão.

O EBITDA da Gestão de Energia e Produção Térmica registou um valor de €228M durante os 9M20 (+€113M em termos homólogos), reflectindo um a diluição dos fortes resultados obtidos no 1T20 (+€121M face ao período homólogo no 1T20), impulsionada pela normalização da volatilidade dos preços e da queima forçada das reservas de carvão de Sines.

É de notar que os impostos de geração em Espanha e o *clawback,* em Portugal, decresceram €4M, para €28M, reflectindo por um lado uma maior produção CCGT em Espanha, mas por outro lado uma menor produção de carvão (em Portugal) e preços na pool inferiores (em Espanha).

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

(1) Inclui PMEs; (2) Inclui custos de combustível, custos de emissões CO2 e custos de cobertura.

Clientes & gestão de energia no Brasil

DR Operacional (€ Milhões) (1)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta	**106**	**121**	**-13%**	**-16**
OPEX	24	26	-9%	-2
Outros custos operacionais Líquidos	-1	-2	70%	1
Joint Ventures e Associadas	2	1	179%	1
EBITDA	**85**	**98**	**-13%**	**-13**
EBIT	**54**	**58**	**-5%**	**-3**

Taxa de Câmbio - Média do período	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
BRL/EUR	5,70	4,37	-23%	+1,34

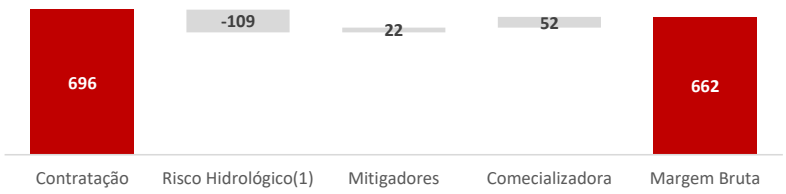
DR Operacional (R$ Milhões)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta	**603**	**529**	**14%**	**+74**
OPEX	126	107	18%	+19
Outros custos operacionais Líquidos	-5	-6	21%	+1
Joint Ventures e Associadas	-1	-0	-87%	-0
EBITDA	**481**	**429**	**12%**	**+52**
EBIT	**332**	**257**	**29%**	**75**

Indicadores chave	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
PLD	118	212	-44%	-94
GSF (2)	85%	86%	-1%	-1p,p,

Comerc. e GE - Indicadores chave	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Vendas de electricidade (GWh)	20.703	13.028	59%	+7.675
Margem Bruta (R$ Milhões)	**84**	**77**	**9%**	**+7**
EBITDA (R$ Milhões)	**36**	**42**	**-14%**	**-6**
EBIT (R$ Milhões)	**32**	**36**	**-9%**	**-3**

Térmica - Factores Chave e Financeiros (3)	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW)	720	720	0%	-
Electricidade Produzida (GWh)	519	2.522	-79%	-2.003
Disponibilidade	92%	97%	-6%	-5p,p,
Margem Bruta (R$ Milhões)	**519**	**452**	**15%**	**+67**
EBITDA (R$ Milhões)	**444**	**386**	**15%**	**+58**
EBIT (R$ Milhões)	**299**	**221**	**35%**	**+78**

Gestão de Energia no Brasil 9M20



(1) Inclui impactos GSF, PLD e MRE

De acordo com a nossa política de risco controlado em relação à gestão do portefólio, a EDP segue uma estratégia de hedging de modo a mitigar o risco GSF/PLD, com o objectivo de reduzir a volatilidade dos resultados. Posto isto, as actividades de comercialização e geração são geridas de forma integrada, permitindo optimizar o portfólio como um todo.

Nas nossas actividades de comercialização e gestão de energia no Brasil, o EBITDA decresceu 13% para €85M, reflectindo a depreciação do real face ao euro de 23% em termos homólogos, que contraria o crescimento 12% no EBITDA apresentado em BRL.

O EBITDA proveniente do segmento Clientes e Gestão de Energia no Brasil recuou 14% em moeda local, atingindo R$36M, impactado pelos efeitos da pandemia, que reduziu significativamente o consumo de electricidade nos sectores industrial e comercial, que por sua vez contribuiu para a queda nos preços e para a redução da liquidez do mercado. No entanto, esse efeito foi mitigado por uma mudança contabilística nos contratos de longo prazo, com a actualização *mark-to-market* destes contractos.

A nossa central de produção térmica, Pecém I, esteve totalmente parada desde de Abril a Agosto, e em Setembro apenas trabalhou durante 3 dias, como resultado da queda de procura e da evolução dos recursos hídricos no nordeste do Brasil. No entanto, esta central tem um CAE até 2026, com remuneração baseada na sua disponibilidade e não na produção, e como tal o 2T20 e o 3T20 foram caracterizados pela estabilidade nos resultados. É ainda relevante mencionar ainda que Pecém I tem uma receita fixa mensal de R$70M, que é ajustado à inflação a 12 meses, em Novembro.

O EBITDA de Pecém cresceu +15% nos 9M20 face ao período homólogo para R$444M impulsionado pelo crescimento no 1T20**,** beneficiando do: (i) incremento das receitas fixas, devido ao ajuste anual do CAE em Nov-19; (ii) ajuste no balanço do Adomp (relacionados com a revisão em baixa do nível de referência de disponibilidade da central de Pecém); (iii) melhor comparação em termos homólogos dos custos varáveis.

(1) Para efeitos de reporte do Grupo, as rúbricas referentes à Holding e outras actividades da EDP Brasil são distribuídas pelos segmentos de negócio; (2) GSF ponderado; (3) Valores de Pecém com base na contabilidade individual.

Demonstrações de resultados & anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio

9M20 (€ Milhões)	Renováveis	Redes Reguladas	Clientes & Gestão Energética	Activ. Corp. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	1.903	3.929	5.385	(2.158)	9.059
Margem Bruta	**1.726**	**1.262**	**806**	**(18)**	**3.777**
Fornecimentos e serviços externos	264	236	194	(85)	609
Custos com pessoal e benefícios sociais	140	141	102	81	465
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(257)	226	113	(2)	81
Custos Operacionais	**147**	**603**	**410**	**(6)**	**1.154**
Joint Ventures e Associadas	(7)	5	3	1	3
EBITDA	**1.572**	**664**	**400**	**(11)**	**2.625**
Provisões	73	26	31	0	129
Amortizações e imparidades (1)	562	278	230	38	1.107
EBIT	**937**	**360**	**140**	**(49)**	**1.388**

9M19 (€ Milhões)	Renováveis	Redes Reguladas	Clientes & Gestão Energética	Activ. Corp. e Ajustamentos	Grupo EDP
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	2.037	4.531	6.215	(2.336)	10.447
Margem Bruta	**1.768**	**1.386**	**660**	**(4)**	**3.810**
Fornecimentos e serviços externos	266	262	198	(82)	644
Custos com pessoal e benefícios sociais	137	166	97	81	480
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(297)	210	82	29	24
Custos Operacionais	**106**	**638**	**376**	**28**	**1.148**
Joint Ventures e Associadas	4	3	4	4	14
EBITDA	**1.666**	**751**	**287**	**(29)**	**2.676**
Provisões	86	10	1	0	97
Amortizações e imparidades (1)	603	268	181	41	1.093
EBIT	**976**	**473**	**106**	**(70)**	**1.485**

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

Demonstração de Resultados por Trimestre

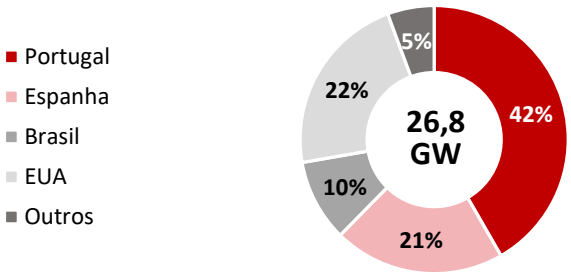
Demonstração de Resultados por Trimestre (€ Milhões)	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20	Δ YoY %	Δ QoQ %	9M19	9M20	Δ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	3.744	3.363	3.340	3.886	3.502	2.681	2.876		-14%	7%	10.447	9.059	-13%
Custo com vendas de energia e outros	2.383	2.123	2.131	2.479	2.027	1.499	1.757		-18%	17%	6.637	5.283	-20%
Margem Bruta	**1.361**	**1.240**	**1.209**	**1.407**	**1.475**	**1.182**	**1.119**		**-7%**	**-5%**	**3.810**	**3.777**	**-1%**
Fornecimentos e serviços externos	200	221	223	253	201	201	207		-7%	3%	644	609	-5%
Custos com pessoal e benefícios sociais	159	164	156	140	165	157	143		-9%	-9%	480	465	-3%
Outros custos operacionais (líquidos)	81	(133)	77	(31)	128	(60)	13		-83%	-122%	24	81	232%
Custos Operacionais	**439**	**253**	**456**	**363**	**494**	**297**	**363**		**-20%**	**22%**	**1.148**	**1.154**	**1%**
Joint Ventures e Associadas	5	7	2	11	(1)	6	(2)		-217%	-136%	14	3	-81%
EBITDA	**927**	**994**	**755**	**1.055**	**980**	**891**	**754**		**0%**	**-15%**	**2.676**	**2.625**	**-2%**
Provisões	4	1	92	4	16	35	78		-15%	122%	97	129	33%
Amortizações e imparidades (1)	374	362	358	672	367	401	340		-5%	-15%	1.093	1.107	1%
EBIT	**550**	**631**	**305**	**378**	**597**	**455**	**336**		**10%**	**-26%**	**1.485**	**1.388**	**-7%**
Resultados financeiros	(186)	(185)	(175)	(124)	(206)	(162)	(137)		-21%	-15%	(545)	(505)	7%
Resultado antes de impostos e CESE	**364**	**446**	**130**	**254**	**391**	**293**	**(2)**		**53%**	**-32%**	**940**	**883**	**-6%**
IRC e Impostos diferidos	99	38	9	80	92	42	39		341%	-6%	146	173	19%
Contribuição Extraordinaria sobre o sector energético	67	(0)	1	1	63	(0)	3		201%	-	68	65	-4%
Resultado líquido do período	198	408	120	173	236	252	157		31%	-38%	727	645	-11%
Atrib. Accionistas da EDP	**100**	**305**	**55**	**51**	**146**	**169**	**108**		**95%**	**-36%**	**460**	**422**	**-8%**
Atrib. Interesses não controláveis	98	104	65	121	90	83	49		-24%	-40%	266	222	-16%

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

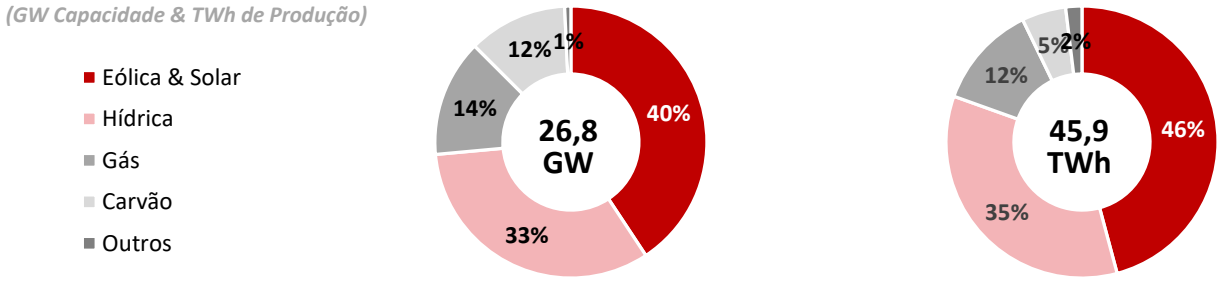
Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção

Tecnologia	Capacidade Instalada - MW (1)				Produção de Electricidade (GWh)				Produção de Electricidade (GWh)							
	Set-20	Set-19	Δ MW	Δ %	9M20	9M19	Δ GWh	Δ %	1T19	2T19	3T19	4T19	1T20	2T20	3T20	4T20
Eólico	**10.842**	**10.280**	**+563**	**5%**	**20.135**	**21.668**	**-1.532**	**-7%**	**8.356**	**7.661**	**5.651**	**8.100**	**7.707**	**6.816**	**5.612**	
EUA	5.816	5.242	+573	11%	11.649	11.284	+365	3%	4.196	4.113	2.975	4.217	4.453	4.239	2.957	
Portugal	1.160	1.160	-	0%	1.801	2.180	-379	-17%	832	799	549	971	710	548	543	
Espanha	1.974	1.969	+6	0%	3.088	3.902	-813	-21%	1.621	1.388	893	1.397	1.172	929	986	
Brasil	331	467	-137	-29%	785	1.258	-474	-38%	314	384	561	499	161	227	397	
Resto de Europa (2)	1.333	1.212	+120	10%	2.213	2.429	-216	-9%	1.160	770	498	835	1.007	655	551	
Resto de Mundo (3)	230	230	-	0%	599	615	-16	-3%	233	208	174	181	203	218	178	
Solar	**145**	**145**	**-**	**0%**	**219**	**225**	**-6**	**-3%**	**55**	**85**	**85**	**48**	**54**	**86**	**79**	
Hídrica	**8.785**	**8.785**	**-**	**0%**	**13.557**	**8.964**	**+4.592**	**51%**	**4.055**	**2.748**	**2.161**	**5.132**	**6.731**	**4.346**	**2.479**	
Portugal	**6.759**	**6.759**	**-**	**0%**	**9.152**	**5.458**	**+3.694**	**68%**	**2.395**	**1.523**	**1.539**	**3.629**	**4.692**	**2.866**	**1.594**	
Bombagem	2.806	2.806	-	0%	-1.492	-1.200	-292	-24%	-423	-414	-363	-624	-534	-493	-465	
Fio de água	2.408	2.408			4.678	2.603	+2.076	80%	1.285	615	703	1.497	2.289	1.582	807	
Albufeira	4.294	4.294			4.383	2.774	+1.609	58%	1.067	880	827	2.076	2.346	1.255	782	
Mini-hídricas	57	57			91	81	+10	12%	43	28	10	57	57	29	6	
Espanha	**426**	**426**	**-**	**0%**	448	476	-28	-6%	274	143	59	404	230	162	56	
Brasil	**1.599**	**1.599**	**-**	**0%**	3.956	3.030	+926	31%	1.386	1.081	563	1.099	1.809	1.319	829	
Gás/ CCGT	**3.729**	**3.729**	**-**	**0%**	**7.816**	**7.464**	**+352**	**5%**	**1.315**	**2.405**	**3.745**	**2.719**	**2.253**	**1.699**	**3.864**	
Portugal	2.031	2.031			4.531	4.519	+12	0%	768	1.618	2.133	1.318	1.330	942	2.259	
Espanha	1.698	1.698			3.285	2.945	+339	12%	547	786	1.612	1.400	924	757	1.605	
Carvão	**3.150**	**3.150**	**-**	**-**	**3.156**	**8.730**	**-5.574**	**-64%**	**3.778**	**2.645**	**2.307**	**2.126**	**1.160**	**521**	**1.475**	
Portugal	1.180	1.180			817	3.667	-2.850	-78%	1.934	1.221	512	353	38	-9	788	
Espanha	1.250	1.250			1.820	2.541	-721	-28%	1.036	837	668	588	645	530	645	
Brasil	720	720			519	2.522	-2.003	-79%	807	587	1.127	1.185	477	0	43	
Nuclear - Trillo (15,5%)	**156**	**156**	**-**	**0%**	**857**	**889**	**-31**	**-4%**	**332**	**220**	**337**	**335**	**331**	**190**	**336**	
Outros	**42**	**49**	**-7**	**-14%**	**149**	**225**	**-76**	**-34%**	**82**	**79**	**64**	**46**	**49**	**46**	**53**	
Portugal	17	24			101	132	-30	-23%	49	46	36	32	34	32	35	
Espanha	25	25			48	93	-45	-49%	32	33	28	14	15	14	18	
TOTAL	**26.849**	**26.294**	**+556**	**2%**	**45.890**	**48.165**	**-2.275**	**-5%**	**17.974**	**15.842**	**14.349**	**18.505**	**18.286**	**13.705**	**13.899**	
Do qual:																
Portugal	11.152	11.159	-7	0%	16.409	15.963	+447	3%	5.981	5.210	4.772	6.305	6.806	4.382	5.222	
Espanha	5.529	5.523	+6	0%	9.547	10.846	-1.300	-12%	3.843	3.407	3.597	4.137	3.317	2.582	3.647	
Brasil	2.650	2.787	-137	-5%	5.260	6.810	-1.550	-23%	2.507	2.052	2.250	2.783	2.446	1.545	1.268	
EUA	5.906	5.332	+573	11%	11.803	11.443	+360	3%	4.235	4.174	3.035	4.253	4.491	4.301	3.012	

Capacidade Instalada por País a Set-20



Detalhe por tecnologia no 9M20



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

Redes Reguladas: Activo e Indicadores de performance

RAB (€ Milhões)	Set-20	Set-19	Δ %	Δ Abs
Portugal	**2.906**	**2.974**	**-2,3%**	**-68**
Muito Alta / Alta / Média Tensão	1.754	1.816	-3,4%	-62
Baixa Tensão	1.152	1.157	-0,5%	-6
Espanha (1)	**775**	**950**	**-18,4%**	**-175**
Brasil (R$ Milhões)	**8.719**	**6.883**	**26,7%**	**+1.836**
Distribuição	**5.004**	**5.123**	**-2,3%**	**-120**
EDP Espírito Santo	2.581	2.612	-1,2%	-32
EDP São Paulo	2.423	2.511	-3,5%	-88
Transmissão (2)	**3.715**	**1.759**	**111,2%**	**+1.956**
RAB TOTAL	**4.996**	**5.055**	**-1,2%**	**-59**

Redes	Set-20	Set-19	Δ %	Δ Abs.
Extensão das redes (Km)	**343.837**	**340.437**	**1,0%**	**+3.400**
Portugal	228.242	226.729	0,7%	+1.513
Espanha	20.805	20.729	0,4%	+76
Brasil	94.790	93.093	1,8%	+1.697
Distribuição	94.474	92.980	1,6%	+1.494
Transmissão	316	113	179,6%	+203
DTCs (mil)				
Portugal	26	22	21%	+5
Espanha	7	7	0%	-
Contadores Inteligentes (mil)				
Portugal	3.077	2.424	27%	+653
% do Total	48,8%	38,7%	26,2%	10,1 p.p.
Espanha	666	666	0%	+0

Qualidade de serviço	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.
Perdas (3)				
Portugal	9,6%	9,9%	-2,8%	-0,3 p.p.
Espanha	3,7%	3,5%	5,1%	0,2 p.p.
Brasil				
EDP São Paulo	8,6%	8,1%	7,1%	0,6 p.p.
Técnicas	5,5%	5,6%	-2,3%	-0,1 p.p.
Comerciais	3,1%	2,4%	28,6%	0,7 p.p.
EDP Espírito Santo	13,0%	12,4%	5,4%	0,7 p.p.
Técnicas	8,3%	7,7%	7,4%	0,6 p.p.
Comerciais	4,7%	4,6%	2,0%	0,1 p.p.
Ordens Remotas (% do Total)				
Portugal	50%	42%	20,1%	8,4 p.p.
Espanha	99%	83%	18,9%	15,8 p.p.
Telecontagem (%)				
Portugal	74%	73%	1%	1,1 p.p.
Espanha	100%	100%	0%	0 p.p.

Clientes Ligados (mil)	Set-20	Set-19	Δ %	Δ Abs.
Portugal	**6.306**	**6.269**	**0,6%**	**+38**
Muito Alta / Alta / Média Tensão	26	25	1,2%	+0
Baixa Tensão Especial	37	37	1,2%	+0
Baixa Tensão	6.243	6.206	0,6%	+37
Espanha	**670**	**668**	**0,4%**	**+2**
Alta / Média Tensão	1	1	0,7%	+0
Baixa Tensão	669	667	0,4%	+2
Brasil	**3.574**	**3.490**	**2,4%**	**+84**
EDP São Paulo	1.967	1.914	2,8%	+53
EDP Espírito Santo	1.607	1.576	2,0%	+31
TOTAL	**10.550**	**10.426**	**1,2%**	**+124**

Electricidade distribuída (GWh)	9M20	9M19	Δ %	Δ GWh
Portugal	**32.665**	**33.802**	**-3,4%**	**-1.137**
Muito Alta Tensão	1.803	1.715	5,2%	+89
Alta / Média Tensão	15.446	16.525	-6,5%	-1.078
Baixa Tensão	15.415	15.563	-0,9%	-147
Espanha	**5.562**	**6.266**	**-11,2%**	**-704**
Alta / Média Tensão	4.001	4.654	-14,0%	-652
Baixa Tensão	1.561	1.612	-3,2%	-51
Brasil	**17.823**	**19.114**	**-6,8%**	**-1.291**
Clientes Livres	7.960	8.525	-6,6%	-566
Industrial	1.032	1.301	-20,7%	-269
Residencial, Comercial & Outros	8.831	9.287	-4,9%	-456
TOTAL	**56.050**	**59.177**	**-5,3%**	**-3.126**

(1) RAB após lesividad (ver nota página 16); (2) Activos financeiros; (3) Em Espanha e Brasil, com base na energia entrada na rede; Em Portugal, com base na energia distribuída e excluindo Muito Alta Tensão.

Investim. Financeiros, Interesses Não Controláveis e Provisões

Investimentos financeiros & activos para venda	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado líquido (2) (€ Milhões)				Valor Contabilístico (€ Milhões)			
	Set-20	Set-19	Δ %	Δ MW	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.	Set-20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	**550**	**411**	**34%**	**+139**	**-8**	**2**	**-**	**-11**	**424**	**460**	**-8%**	**-36**
Espanha	152	152										
Estados Unidos	398	259										
Outros	0	0										
EDP Brasil	**551**	**551**	**0%**	**-**	**9**	**5**	**78%**	**+4**	**308**	**464**	**-34%**	**-157**
Renováveis	551	551										
Distribuição												
P.Ibérica (Ex-eólica) & Outros	**10**	**10**	**0%**	**0**	**2**	**7**	**-71%**	**-5**	**154**	**174**	**-11%**	**-19**
Geração	10	10										
Redes Reguladas												
Outros												
Instrum. Cap. Próprio a Justo valor									**172**	**171**	**-**	**1**
Activos detidos para Venda (líquido de passivos)									**2.809**	**2.177**	**-**	**+632**
TOTAL	**1.111**	**972**	**14%**	**139**	**3**	**14**	**-81%**	**-11**	**3.867**	**3.446**	**12%**	**421**

Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado líquido (2) (€ Milhões)				Valor Contabilístico (€ Milhões)			
	Set-20	Set-19	Δ %	Δ MW	9M20	9M19	Δ %	Δ Abs.	Set-20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	**4.141**	**4.044**	**2%**	**97**	**148**	**158**	**-6%**	**-10**	**2.499**	**2.547**	**-2%**	**-49**
Ao nível da EDP Renováveis:	**2.229**	**2.230**	**0%**	**-1**	**92**	**113**	**-19%**	**-21**	**1.280**	**1.362**	**-6%**	**-82**
P. Ibérica	589	589										
América do Norte	1.209	1.210										
Resto da Europa	269	269										
Brasil	162	162										
17,4% atribuíveis ao free-float da EDPR	**1.912**	**1.814**	**5%**	**98**	**56**	**44**	**26%**	**12**	**1.219**	**1.186**	**3%**	**34**
EDP Brasil	**1.725**	**1.734**	**-1%**	**-9**	**80**	**114**	**-30%**	**-34**	**922**	**1.267**	**-27%**	**-345**
Ao nível da EDP Brasil:	**598**	**598**	**0%**	**0**	**14**	**25**	**-41%**	**-10**	**175**	**246**	**-29%**	**-71**
Hídrica	598	598										
Outros	0	0										
49% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil	**1.127**	**1.137**	**-1%**	**-9**	**65**	**89**	**-27%**	**-24**	**747**	**1.021**	**-27%**	**-274**
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	**115**	**119**	**-3%**	**-4**	**-5**	**-5**	**4%**	**0**	**-45**	**-40**	**13%**	**-5**
TOTAL	**5.982**	**5.897**	**1%**	**84**	**222**	**266**	**-16%**	**-44**	**3.375**	**3.774**	**-11%**	**-399**

Provisões (Líquido de imposto)	Benefícios aos empregados (€ M)			
	Set-20	Dez-19	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	0	0	8%	0
EDP Brasil	88	134	-34%	-46
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	717	774	-7%	-57
TOTAL	**805**	**908**	**-11%**	**-103**

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

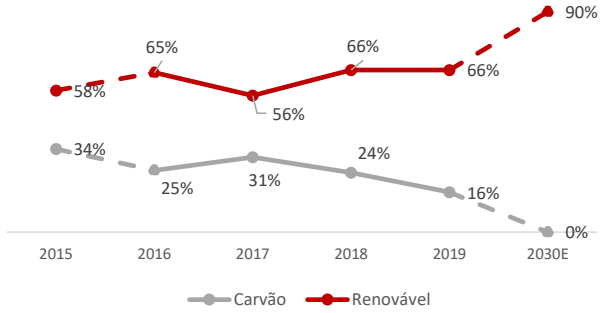
Desempenho de Sustentabilidade

Ambiente	9M20	9M19	Δ %
Geração renovável (%)	**74%**	**64%**	**15%**
Emissões			
Emissões CO2 específicas (g/KWh) (1)	122	231	-47%
Emissões GEE Scope 1 (ktCO2eq)	5.545	11.106	-50%
Emissões GEE Scope 2 (ktCO2eq)	540	581	-7%
Qualidade do Ar			
Emissões NOx (kt)	3,68	8,28	-55%
Emissões SO2 (kt)	2,95	11,89	-75%
Emissões de Partículas (kt)	0,64	1,08	-40%
Gestão da Água			
Total de água captada ($10^3 m^3$)	365.288	853.904	-57%
Total de água consumida ($10^3 m^3$)	14.788	16.779	-12%
Gestão do Carvão & Resíduos			
Res. de combustão de carvão gerados (t)	122.275	323.827	-62%
Res. de combustão de carvão reciclados (%)	98%	96%	2%
Taxa média de valorização de resíduos (%)	96%	96%	1%
Matérias ambientais (k€)			
Investimentos	42.995	56.421	-24%
Gastos	167.391	202.690	-17%
Multas e Penalidades Ambientais	3,0	4,2	-29%

Modelo de negócio & Inovação	9M20	9M19	Δ %
Mobilidade Sustentável			
Electrificação da frota ligeira (%)	9,9%	7,0%	41%
Pontos de carregamento eléctrico (#)	1.320	701	88%
Clientes com soluções de mob. eléctrica (#)	15.187	8.831	72%
Novas oportunidades de negócio			
Contad. inteligentes na Pen. Ibérica (%)	54%	45%	19%
Proveitos Serviços Energia/Vol. Neg. (%)	8%	7%	15%
Proveitos de Serv. de Ef. Energética (k€)	171.965	119.496	44%
Cons. eléctrico abastecido por redes intel. (%)	99,6%	n.a.	n.a.
Economia baixo carbono			
EBITDA em Renováveis (%)	60%	62%	-4%
CAPEX em Renováveis (%)	71%	48%	47%
Receitas do carvão (%)	5%	7%	-30%

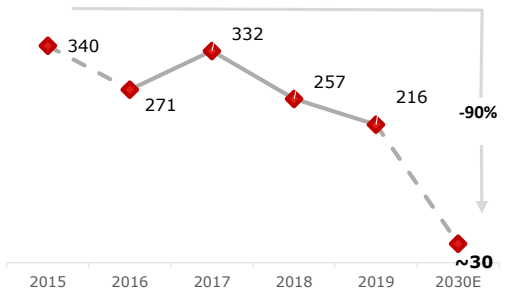
Capital Humano	9M20	9M19	Δ %
Emprego			
Colaboradores (#)	11.781	11.607	1%
Colaboradores femininos (%)	26%	25%	4%
Indice de rotatividade ou turnover	7,06%	8,54%	-17%
Formação			
Total de horas (h)	156.771	257.666	-39%
Colaboradores com formação (%)	88%	87%	2%
Investimento directo com formação (k€)	1.719	2.002	-14%
Prevenção e Segurança			
Acidentes EDP (3)	11	20	-45%
Acidentes Prest. de Serv. Externos (PSE) (3)	69	58	19%
Acidentes mortais EDP	0	0	n.a.
Acidentes mortais PSE	3	0	n.a.
Indice Frequência EDP	0,67	1,26	-47%
Indice Frequência PSE	1,86	1,75	6%

% Renováveis e Carvão na Geração



Emissões de CO_2 Específicas

(g/kWh)



SCIENCE BASED TARGETS

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.

Principais Ratings ESG

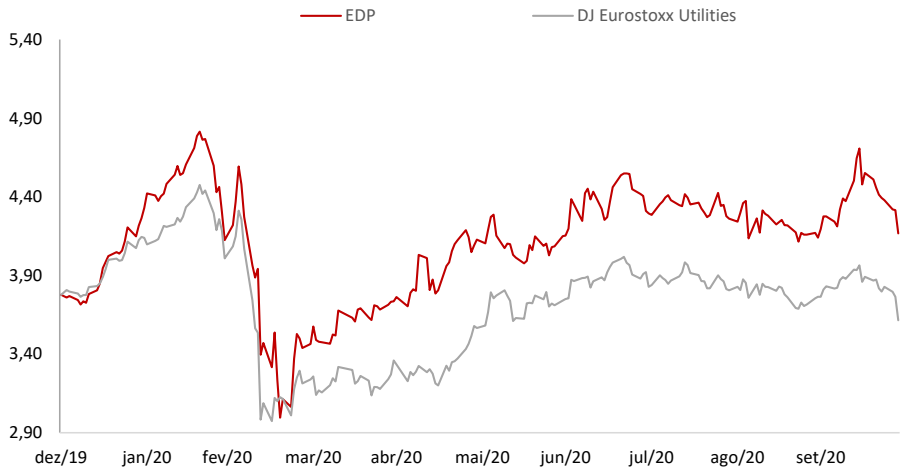
	Última Actualização	Intervalo	Pontuação	Classificação (4)
SAM ESG (DJSI)	2019	[0-100]	90	1º
FTSE Russel (FTSE4Good)	2020	[0-5]	4.5	Top 3%
VigeoEiris (Euronext Vigeo) (5)	2020	[0-100]	n.a.	n.a.
ISS-OEKOM (GCI)	2018	[D^--A^+]	B-	n.a.
Sustainalytics (STOXX ESG) (6)	2020	[100-0]	24.6	n.a.
MSCI Reserch (MSCI ESG)	2020	[CCC-AAA]	AAA	Top 7%
CDP Climate Change	2019	[D^--A]	A-	n.a.
CDP Water Security	2019	[D^--A]	A	n.a.
Ethisphere	2019	Y/N	Yes	n.a.

Informação detalhada em: www.edp.com > Sustentabilidade > Investimento Sustentável > Desempenho de Sustentabilidade

(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) Acidentes com 1 ou mais dias de ausência e mortais. (4) SAM e Vigeo: os peers comparáveis excluem as empresas que gerem as redes de transporte, incluindo apenas as que lidam com toda a cadeia de valor da electricidade e com o fornecimento de electricidade/gás; (5) A EDP ainda não teve acesso ao score global de 2020; (6) Rating mede o risco ESG não gerido, distinguindo entre cinco níveis que variam entre 100 (Severo) e 0 (Negligencável). A classificação de risco global da EDP em Junho de 2020 foi de 24,6, no contexto do ciclo anual e contínuo de avaliação de 2019.

Desempenho da EDP em bolsa

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



EDP em bolsa	YTD[1]	52W 28/10/2020	2019
Cotação da EDP (Euronext Lisboa - €)			
Fecho	4,167	4,167	3,777
Máximo	4,874	4,874	3,8292
Minímo	2,9262	2,9262	2,9183
Média	4,016	3,964	3,355
Liquidez da EDP na Euronext Lisboa			
Volume de negócios (€ Milhões)	9.105	10.354	6.018
Volume de negócios médio diários (€ Milhões)	43	40	24
Volume transaccionados (milhões de acções)	2.267	2.612	1.794
Volume médio diário (milhões de acções)	10,69	10,20	7,04

Dados Acções EDP (milhões)	9M20	9M19	Δ %
Total de acções (2)	3.965,7	3.656,5	8%
Acções próprias	21,1	21,4	-2%

Principais Eventos EDP

13-Jan: EDP assegura acordo CAE para projecto solar no Brasil
13-Jan: Convite para apresentação de ofertas de venda em dinheiro (tender offer) sobre híbrido e nova emissão de híbrido green
13-Jan: EDP fixa o preço para emissão de instrumentos representativos de dívida green subordinada em EUR 750 Milhões com cupão de 1,7%
21-Jan: Resultados das ofertas de venda em dinheiro (Tender Offer) sobre híbrido com 5,375% de cupão
23-Jan: A EDP e ENGIE chegam a um acordo para criar uma JV 50:50 para projetos eólicos offshore
29-Jan: EDP assegura contratos no leilão de energia eólica em Itália
12-Fev: EDP conclui a transacção de asset rotation em eólicas no Brasil no valor de €0,3 MM
26-Fev: Anúncio e conclusão da oferta de "Accelerated Bookbuild" pela CTG
28-Fev: Fitch mantém rating da EDP em "BBB-" e revê outlook para positivo
9-Mar: EDP vende défice tarifário em Portugal por €0,8 mil milhões
7-Abr: EDP emite "Green Bond" de €750 Milhões a 7 anos a 1,625%
16-Abr: Pagamento de dividendos – Ano 2019
16-Abr: EDP assegura CAE de central solar de 200 MW no México
23-Abr: The Capital Group notifica participação qualifica na EDP de 2,05%
7-Mai: EDP assegura CAE Solar de 100 MW nos Estados Unidos
18-Mai: EDP vende 2 CCGTs e actividade de comercialização B2C em Espanha por €515 milhões
19-Mai: Paul Elliot Singer reduz participação na EDP para 1,91%
25-Jun: State Street Corporation reduz participação na EDP para 1,74%
6-Jun: Esclarecimento sobre suspensão de funções de Presidente e membro do CAE
14-Jul: EDP vende défice tarifário em Portugal por €0,3 mil milhões
14-Jul: Antecipação do processo de encerramento de centrais a carvão na Península Ibérica
15-Jul: EDP estabelece um acordo com a Macquarie para adquirir a Viesgo e anuncia emissão de novas acções
7-Ago: Resultados da Oferta e do rateio
10-Ago: EDP anuncia transacção de rotação de activos de parques eólicos em Espanha, no valor de €0,5 mil milhões
11-Ago: Registo comercial do aumento de capital
29-Ago: EDPB anúncia programa de compra de acções próprias e update da política de dividendos
2-Set: EDP anúncia transacção de sell down de portefólio solar e eólico na América do Norte por $0,7 MM
17-Set: EDP emite "green bond" de USD 850 milhões a 7 anos com cupão de 1,71%
13-Out: EDP Assegura CAE para dois projectos solares nos EUA num total aproximado de 100 MW
15-Out: ERSE anuncia proposta de tarifas e preços para a energia eléctrica em 2021

Direcção de Relação com Investidores
Miguel Viana, Director
Sónia Pimpão
Carolina Teixeira
Andreia Severiano
Pedro Gonçalves Santos

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

(1) 1-Jan-2020 até 28-Outubro-2020; (2) Em Ago-20, a EDP concluiu o aumento de capital reservado a accionistas, com emissão de acções, alterando o número total de ações emitidas de 3.656.537.715 para 3.965.681.012.