



9M21

## Resultados

## Conteúdo

---

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

Lisboa, 4 de Novembro de 2021

# Destaques

Dados-chave Operacionais	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.	
<b>Capacidade instalada (MW)</b> Peso de Renováveis (1)	<b>24 457</b> 79%	<b>26 849</b> 74%	<b>-9%</b> -	<b>-2 392</b> 6p.p.	<b>O resultado líquido recorrente da EDP atingiu os €510M nos 9M21, um decréscimo de 2% em termos homólogos.</b> Os resultados dos primeiros nove meses de 2021 foram marcados pela positiva pela integração da Viesgo em Espanha e pelo bom desempenho das redes no Brasil, tendo sido penalizados pela subida dos custos com compra de energia no mercado Ibérico e por recursos eólicos abaixo da média. Os resultados dos 9M21 suportam o <i>guidance</i> transmitido para 2021.
<b>Produção (GWh)</b> Peso de Renováveis (1)	<b>43 165</b> 76%	<b>45 890</b> 74%	<b>-6%</b> -	<b>-2 725</b> 2p.p.	O investimento bruto aumentou 15% para €2,7MM no 9M21, dos quais 95% em energias renováveis e redes de electricidade, num forte alinhamento com a transição energética. <b>Nas energias renováveis, nos últimos 12 meses, a EDP instalou +2,5 GW de capacidade, no 9M21, e 76% da produção de electricidade teve origem em energias renováveis,</b> sendo que a capacidade instalada de carvão diminuiu 37% em termos homólogos, como parte da nossa estratégia de descarbonização até 2025.
<b>Emissões específicas de âmbito 1 e 2 (gCO<sub>2</sub>/kWh)</b>	<b>167</b>	<b>122</b>	<b>37%</b>	<b>+45</b>	
<b>Clientes fornecidos (mil contratos)</b>	<b>9 256</b>	<b>11 372</b>	<b>-19%</b>	<b>-2 116</b>	
<b>Clientes ligados (mil contratos)</b>	<b>11 380</b>	<b>10 550</b>	<b>8%</b>	<b>+830</b>	<b>O EBITDA recorrente caiu 1% para €2.511M no 9M21. Excluindo impacto das variações cambiais (-4% face ao período homólogo), teve um aumento de 3%.</b>

Demonstração de Resultados (€ Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.	
<b>Margem Bruta</b>	<b>3 634</b>	<b>3 777</b>	<b>-4%</b>	<b>-143</b>	<b>O EBITDA recorrente no segmento de renováveis decresceu 4%.</b> Apesar do desempenho da produção hídrica tenha sido acima da média na P. Ibérica e ainda que a capacidade instalada eólica e solar tenha aumentado 13% para 13,0 GW, estes impactos foram mais do que compensados por recursos eólicos 5% abaixo da média, e pelos efeitos negativos do Vortex polar nos EUA no mês de Fevereiro.
OPEX	1 107	1 073	3%	+34	<b>O EBITDA recorrente no segmento de redes de electricidade apresentou um forte crescimento de +43% para €948M.</b> Na Península Ibérica, os custos operacionais mantiveram a trajectória decrescente (-6% face ao período homólogo) suportados pela crescente digitalização da rede, e em Espanha o processo de integração da Viesgo continuou a avançar a bom ritmo, o que mais do que duplicou a dimensão das nossas operações em Espanha. No Brasil, o EBITDA aumentou 48% em Euros, suportado pela execução do plano de investimentos em novos projectos de transmissão e reforço do capex de redes de distribuição, assim como o impacto positivo da actualização anual das receitas reguladas à taxa de inflação, que mais do que compensou a desvalorização de 11% do Real Brasileiro face ao Euro.
Outros custos operacionais (Liq.)	63	81	-22%	-18	
<b>Custos Operacionais</b>	<b>1 170</b>	<b>1 154</b>	<b>1%</b>	<b>+16</b>	
Joint Ventures e Associadas (2)	43	3	-	+40	
<b>EBITDA</b>	<b>2 507</b>	<b>2 625</b>	<b>-4%</b>	<b>-118</b>	
<b>EBIT</b>	<b>1 355</b>	<b>1 388</b>	<b>-2%</b>	<b>-33</b>	
Resultados financeiros	(356)	(505)	29%	+149	<b>O segmento de serviços a clientes e gestão de energia</b> foi penalizado pelo contexto actual de preços de energia e gás no mercado Ibérico.
Impostos correntes, diferidos e CESE (3)	289	238	21%	+50	<b>O EBITDA recorrente deste segmento apresentou uma variação negativa de -66% face ao ano anterior.</b> Após um desempenho muito positivo da actividade de Gestão de Energia nos 9M20, os resultados desta área nos 9M21 foram penalizados pelo forte aumento dos preços da energia nos mercados grossistas, particularmente no 2T21 e 3T21, que implicou um aumento dos custos de produção e <i>sourcing</i> , bem como um impacto <i>mark-to-market</i> negativo nos contratos de <i>hedging</i> de energia.
Interesses não controláveis	200	222	-10%	-23	
<b>Resultado líquido (accionistas da EDP)</b>	<b>510</b>	<b>422</b>	<b>21%</b>	<b>+88</b>	

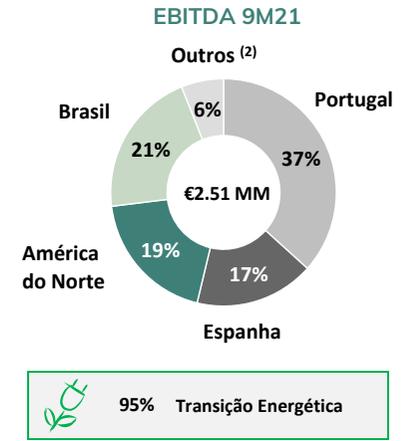
Dados-chave de Performance (€ Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.	
<b>EBITDA recorrente (4)</b>	<b>2 511</b>	<b>2 528</b>	<b>-1%</b>	<b>-17</b>	A Setembro de 2021, a dívida líquida totalizava €12,1MM, em linha com Dezembro 2020, impactada sobretudo pela aceleração do investimento, sobretudo em renováveis e redes no seguimento do plano estratégico, e pelo aumento do fundo de maneo, que foram mitigados pelo aumento de capital de €1,5MM da EDPR e pela emissão de €2MM de híbridos verdes.
Renováveis	1 432	1 485	-4%	-53	Após o anúncio das transacções nos EUA e na Europe, a EDP já assegurou €2,3MM de rendimentos com rotação de activos renováveis para 2021-2022. No Brasil, em Outubro anunciámos também a aquisição da empresa de transmissão CELG-T e o primeiro acordo de rotação de activos de transmissão. Finalmente, esta semana a EDPR anunciou a <b>aquisição da Sunseap, player mais relevante no mercado de solar distribuído e a quarto maior de solar na região do Sudeste Asiático, por um EV de €0,9MM.</b> No seguimento desta aquisição, a EDP reforça a sua posição global com presença em 25 mercados que representam ~75% do crescimento global de renováveis até 2030.
Redes	948	664	43%	+284	
Clientes & Gestão de energia	134	390	-66%	-256	
Outros	(3)	(11)	74%	+8	
<b>Resultado líquido recorrente (4)</b>	<b>510</b>	<b>522</b>	<b>-2%</b>	<b>-11</b>	

Dados-chave da Posição Financeira (€ Milhões)	Set-21	Dez-20	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	12 124	12 243	-1%	-119
Dívida líquida /EBITDA (x) (5)	3,7x	3,5x	4%	0,1x
FFO / Dívida Líquida	18%	19%	-7%	-1p.p.

(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; classificação da obrig. híbrida com capital em 50% (incl juros); com base no EBITDA recorrente últimos 12 meses e excluindo da dívida líquida 50% da emissão obrigações híbridas (incluindo juros); Inclui passivos por locação (IFRS-16).

# Decomposição do EBITDA

EBITDA (€ Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21	3T YoY		
													Δ %	Δ Abs.	
<b>Renováveis</b>	<b>1 432</b>	<b>1 572</b>	<b>-9%</b>	<b>-140</b>	<b>549</b>	<b>614</b>	<b>409</b>	<b>1 041</b>	<b>445</b>	<b>562</b>	<b>425</b>	-	-	<b>-9%</b>	<b>-140</b>
Eólica & Solar	917	1 074	-15%	-156	340	453	280	581	269	385	263	-	-	-15%	-156
Hídrica - P. Ibérica	388	401	-3%	-13	177	127	97	363	137	144	107	-	-	-3%	-13
Hídrica - Brasil	127	97	30%	+29	32	34	31	96	40	33	55	-	-	30%	29
<b>Redes de Electricidade</b>	<b>940</b>	<b>664</b>	<b>42%</b>	<b>+276</b>	<b>235</b>	<b>204</b>	<b>224</b>	<b>244</b>	<b>310</b>	<b>271</b>	<b>360</b>	-	-	<b>42%</b>	<b>276</b>
P. Ibérica	674	484	39%	+190	160	157	167	154	214	197	262	-	-	39%	190
Brasil	266	180	48%	+86	76	47	57	90	95	73	98	-	-	48%	86
<b>Clientes &amp; Gestão de energia</b>	<b>139</b>	<b>400</b>	<b>-65%</b>	<b>-262</b>	<b>204</b>	<b>82</b>	<b>114</b>	<b>76</b>	<b>107</b>	<b>(4)</b>	<b>36</b>	-	-	<b>-65%</b>	<b>-262</b>
P. Ibérica (2)	47	316	-85%	-269	168	59	89	29	77	(28)	(3)	-	-	-85%	-269
Brasil	92	85	8%	+7	36	24	25	47	30	24	38	-	-	8%	7
<b>Outros</b>	<b>(4)</b>	<b>(11)</b>	<b>68%</b>	<b>+8</b>	<b>(9)</b>	<b>(10)</b>	<b>7</b>	<b>(35)</b>	<b>2</b>	<b>(1)</b>	<b>(2)</b>	-	-	<b>68%</b>	<b>8</b>
<b>EBITDA consolidado</b>	<b>2 507</b>	<b>2 625</b>	<b>-4%</b>	<b>-118</b>	<b>980</b>	<b>891</b>	<b>754</b>	<b>1 325</b>	<b>864</b>	<b>828</b>	<b>815</b>	-	-	<b>-4%</b>	<b>-118</b>
- Ajustamentos (1)	(4)	97	-	-	67	13	17	355	21	(7)	(18)	-	-	-	-
<b>EBITDA Recorrente</b>	<b>2 511</b>	<b>2 528</b>	<b>-1%</b>	<b>-17</b>	<b>912</b>	<b>878</b>	<b>737</b>	<b>970</b>	<b>844</b>	<b>834</b>	<b>833</b>	-	-	<b>-1%</b>	<b>-17</b>



O EBITDA nos 9M21 ascenderam a €2.507M e o EBITDA recorrente ascendeu a €2.511M, um decréscimo de 1% face ao período homólogo (-€17M) vs. EBITDA recorrente de €2.528M nos 9M20, o que exclui o impacto da alienação das barragens, CCGTs e comercialização B2C na P.Ibérica em Dez-20 (Contribuição EBITDA de €119M nos 9M20). A evolução do EBITDA face aos 9M20 é principalmente impactada por resultados de Gestão de Energia mais fracos comparativamente a uns 9M20 muito fortes, agravados pelo forte aumento dos preços da energia nos 9M21, factores de utilização eólicos médios mais baixos e polar vortex no 1T21 nos EUA, e o impacto desfavorável das taxas de câmbio (-€97M face aos 9M20), principalmente do Real Brasileiro que desvalorizou 11% face ao Euro. O EBITDA das Redes Reguladas de Electricidade mostraram um forte crescimento de 42%, suportado pela aquisição da Viesgo, o impacto positivo da actualização anual das receitas reguladas no Brasil pela inflação e a execução do crescimento das linhas de transmissão no Brasil e também da recuperação da actividade económica, com um aumento da transversal da electricidade distribuída de 13% face aos 9M20, nas 3 geografias onde a EDP está presente.

**Renováveis (57% do EBITDA, €1.432M nos 9M21) – Excluindo o impacto da alienação das 6 barragens em Portugal concluída em Dez-20 (contribuição de €87M para o EBITDA nos 9M20), o EBITDA decresceu 4% em termos homólogos (-€53M),** reflectindo principalmente (i) o impacto negativo do evento climatérico extremo “Polar Vortex” nos EUA (-€35M), (ii) desconsolidação dos activos eólicos alienados em Dez-20 (contribuição de €73M para o EBITDA nos 9M20), (iii) impacto cambial negativo (-€53M); (iv) menores ganhos relacionados com a estratégia de rotação de activos (-€41M, excluindo impactos cambiais), o que mais que compensou (v) forte performance hídrica na P. Ibérica nos 9M21, particularmente no 1T21.

**Redes Reguladas de electricidade (37% do EBITDA, €940M nos 9M21) - O EBITDA aumentou 42% vs. 9M20 (+€276M em termos homólogos),** devido a: (i) contribuição da Viesgo (€148M), (ii) +€21M em Portugal, através de uma boa performance dos custos controláveis decorrentes da digitalização, (iii) +€86M no Brasil, incluindo um impacto negativo da desvalorização do câmbio (-€31M face ao período homólogo), com o EBITDA em moeda local da distribuição a beneficiar da recuperação da procura e da actualização anual das tarifas pela inflação, menor sobre contratação, actualização do valor residual (VNR) dos activos das concessões pela inflação e antecipação no comissionamento de uma linha de transmissão.

**Clientes e Gestão de Energia (6% do EBITDA, €139M nos 9M21) –** Excluindo a alienação da comercialização B2C e as CCGTs em Espanha concluída em Dez-20 (EBITDA €32M nos 9M20), o descomissionamento da central a carvão de Sines em Dec-20 (€37M de EBITDA recorrente nos 9M20), o ganho não recorrente no 1T21 decorrente da alienação da nossa participação de 50% na CHC (€21M) e o custo não recorrente relacionado com o acordo com a Sonatrach (-€17M), o EBITDA recorrente diminuiu 66% face aos 9M20 para €134M devido à comparação desfavorável com um semestre com resultados de Gestão de Energia muito positivos, agravados pelo contexto desfavorável nos 9M21, penalizado pelo forte aumento dos preços da energia nos mercados grossistas, particularmente nos 2T21 e 3T21. Isto implicou um aumento dos custos de produção e *sourcing*, bem como o *mark-to-market* negativo nos contratos de hedging de gás (~130M - sem impacto em caixa) a ser revertido através de margens operacionais mais altas, maioritariamente até ao final do ano de 2022. Adicionalmente, houve também o encerramento da central a carvão de Sines em Dez-20 (€37M contribuição EBITDA recorrente nos 9M20). Isto foi apenas parcialmente mitigado pela melhoria do EBITDA nas (i) actividades de comercialização, que foram suportadas por uma recuperação do consumo B2B (+19% face a 9M20) e o aumento da taxa de penetração de serviços (30% vs. 27% nos 9M20) e (ii) Geração térmica, suportada pelo aumento do preço da energia e dos serviços de sistema em Espanha. **No Brasil**, o desempenho do EBITDA reflectiu em grande parte a desvalorização do BRL face ao Euro (-€11M), enquanto o desempenho em moeda local foi impulsionado pelo forte crescimento do EBITDA da comercialização e gestão de energia, suportado pelo forte desempenho da área de negociação, com o impacto positivo da actualização *mark-to-market* dos contratos de mais longo prazo.

(\* Ajustamentos: (i) €97M nos 9M20, incluindo a contribuição de 6 centrais hidroelétricas em Portugal, CCGT Castejon e comercialização B2C em Espanha alienadas em Dez-20 (-€119M) e o custo relacionado com fecho antecipado da central a carvão na P.Ibérica (-€22M); (ii) -€4M nos 9M21, incluindo o ganho não recorrente na venda da nossa participação de 50% na comercializadora de energia CHC em Espanha ao nosso parceiro CIDE (€21M), o custo do acordo com a Sonatrach (-€17M) e custos de reestruturação dos RH em Espanha (-€8M)

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

# Rubricas de Resultados Abaixo do EBITDA

Resultados Abaixo do EBITDA (€ Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.	3T20	4T20	1T21	2T21	3T21	3T YoY	
										Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA</b>	<b>2 507</b>	<b>2 625</b>	<b>-4%</b>	<b>-118</b>	<b>754</b>	<b>1 325</b>	<b>864</b>	<b>828</b>	<b>815</b>	<b>8%</b>	<b>+61</b>
Provisões	54	129	-58%	-76	78	(17)	12	(9)	50	-36%	-28
Amortizações e imparidades exercício	1 098	1 107	-1%	-10	340	524	356	366	376	11%	+36
<b>EBIT</b>	<b>1 355</b>	<b>1 388</b>	<b>-2%</b>	<b>-33</b>	<b>336</b>	<b>818</b>	<b>496</b>	<b>470</b>	<b>389</b>	<b>16%</b>	<b>+53</b>
Juros financeiros líquidos	(396)	(420)	6%	+24	(119)	(143)	(123)	(113)	(160)	-34%	-41
Custos financeiros capitalizados	69	41	67%	+28	15	29	24	21	25	61%	+9
"Unwinding" de responsabilidades de longo prazo (1)	(137)	(154)	11%	+17	(55)	(50)	(48)	(45)	(45)	19%	+11
Diferenças de câmbio e derivados	11	(17)	-	+28	(1)	(7)	18	(8)	1	-	+2
Outros ganhos e perdas financeiros	96	45	115%	+51	23	6	6	14	77	234%	+54
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(356)</b>	<b>(505)</b>	<b>29%</b>	<b>+149</b>	<b>(137)</b>	<b>(166)</b>	<b>(123)</b>	<b>(131)</b>	<b>(102)</b>	<b>26%</b>	<b>+35</b>
<b>Resultados antes de Impostos</b>	<b>999</b>	<b>883</b>	<b>13%</b>	<b>+116</b>	<b>199</b>	<b>652</b>	<b>373</b>	<b>339</b>	<b>287</b>	<b>44%</b>	<b>+88</b>
<b>IRC e Impostos Diferidos</b>	<b>237</b>	<b>173</b>	<b>37%</b>	<b>+64</b>	<b>39</b>	<b>136</b>	<b>63</b>	<b>100</b>	<b>74</b>	<b>90%</b>	<b>+35</b>
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>24%</i>	<i>20%</i>			<i>20%</i>	<i>21%</i>	<i>17%</i>	<i>29%</i>	<i>26%</i>		
<b>Contribuição Extraordinária para o Sector Energético</b>	<b>52</b>	<b>65</b>	<b>-20%</b>	<b>-13</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>51</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-93%</b>	<b>-2</b>
<b>Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)</b>	<b>200</b>	<b>222</b>	<b>-10%</b>	<b>-23</b>	<b>49</b>	<b>138</b>	<b>79</b>	<b>75</b>	<b>46</b>	<b>-8%</b>	<b>-4</b>
<b>Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP</b>	<b>510</b>	<b>422</b>	<b>21%</b>	<b>+88</b>	<b>108</b>	<b>378</b>	<b>180</b>	<b>164</b>	<b>167</b>	<b>55%</b>	<b>+59</b>

O valor das provisões nos 9M21 inclui €48M de uma contingência relacionada com o processo judicial em curso sobre a multa decidida pela autoridade da concorrência portuguesa relativa a serviços de sistema entre 2009-13. Nos 9M20, as provisões ascenderam a €129M, incluindo €30M relativos à decisão de antecipar o encerramento das centrais ibéricas a carvão, contabilizada no 2T20, e €73M contabilizados no 3T20 relativos à decisão do governo português de deduzir este montante às receitas da produção contratada pelos CMEC, relativas à mesma suposta sobrecompensação de serviços de sistema de 2009-2013 que está a ser questionada judicialmente pela EDP.

**As amortizações e imparidades** diminuíram 1% face ao período homólogo, para €1.098M, principalmente suportado pela desconsolidação de activos em Espanha (€8M nos 9M20), uma imparidade de €77M na central a carvão de Sines em '20 e impacto cambial (€27M face ao período homólogo). A amortização e os encargos dos 9M21 reflectem ainda o impacto de novas adições de capacidade nos últimos 12 meses.

**Os resultados financeiros líquidos** ascenderam a -€356M nos 9M21. De notar que os custos financeiros nos 9M20 foram impactados por um proveito não recorrente de €64M relacionado com a aquisição a um preço abaixo do valor contabilístico dos empréstimos de accionistas concedidos pelo nosso antigo parceiro minoritário (25%) na CCGT Soto 4 em Espanha e um custo de €24M relacionado à recompra de dívida em aberto (vs. -€57M em 9M20). Excluindo os custos com a recompra de dívida, **os juros financeiros líquidos aumentaram 2%** face ao período homólogo para -€372M nos 9M21, devido a um aumento de 10 pontos base no custo médio da dívida para 3,3% (vs. 3,2% nos 9M20).

**As diferenças cambiais líquidas e derivados** (+€28M vs. 9M20) foram maioritariamente impactados por derivados do dólar americano e de Real Brasileiro. Os custos financeiros capitalizados aumentaram para €69M nos 9M21, principalmente devido ao aumento do volume de trabalhos em curso na transmissão no Brasil e nas energias renováveis.

**O imposto sobre o rendimento** ascendeu a €237M, representando uma taxa de imposto efectiva de 24% nos 9M21 vs 20% nos 9M20.

**Os interesses minoritários caíram 10% face ao período homólogo para €200M nos 9M21**, incluindo: (i) €69M relacionados com a EDPR (-54% no período), explicado principalmente pela diminuição do resultado líquido da EDPR; (ii) €115M relativos à EDP Brasil (+44% YoY) devido ao forte desempenho da EDP Brasil, apesar da desvalorização do Real Brasileiro (detalhes na página 27); e (iii) €28M na sequência da aquisição da Viesgo no final de 2020.

**No geral, o resultado líquido atingiu €510M nos 9M21** (+21% ou + €88M face ao período homólogo). Ajustado pelas alterações no perímetro de consolidação na Península Ibérica em 2020 (hídrica em Portugal e fornecimento de Castejon CCGT e B2C em Espanha) e por efeitos não recorrentes\*, **o resultado líquido recorrente caiu 2% face ao período homólogo, para €510M nos 9M21**, devido ao fraco desempenho das renováveis e da gestão de energia, que foram parcialmente mitigados pelo crescimento nas redes e pelo forte desempenho de nossas operações hídricas e de comercialização.

(\* *Ajustamentos e itens não recorrentes ao nível do resultado líquido: (i) -€99M nos 9M20, incluindo o ajustamento para a contribuição para o resultado líquido das 6 centrais hídricas em Portugal (€66M), da central CCGT de Castejon e do negócio de comercialização B2C, vendidos em Dez-20 (€18M), o encerramento da central de Sines (-€89M), a provisão da sobrecompensação dos CMEC (-€50M) e custo não recorrente com a gestão do passivo (-€45M); (ii) sem impacto nos 9M21, incluindo o ganho líquido da alienação da CIDE (+€21M), aquisição de posição minoritária em Espanha (+€36M), mitigados pelos custos de curtailment em Espanha (-€5M), provisão para a multa da AdC (-€33M) e pré-pagamento de fees relacionados com a recompra (-€19M).*

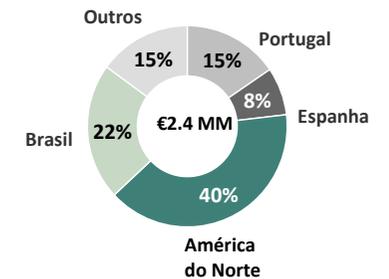
(1) Inclui "Unwinding" de responsabilidades de médio, longo prazo (parcerias institucionais nos EUA, IFRS-16, provisões para desmantelamento e descomissionamento de centrais, concessões) e juros sobre responsabilidades com fundo de pensões e cuidados médicos.

# Actividade de Investimento

Invest. Operacional (€ Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Expansão</b>	<b>2 052</b>	<b>1 448</b>	<b>42%</b>	<b>+604</b>
Renováveis	1 766	1 230	44%	+536
Redes de Electricidade	238	198	20%	+40
C&GE & Outros	48	20	-	+28
<b>Manutenção</b>	<b>369</b>	<b>303</b>	<b>22%</b>	<b>+65</b>
Renováveis	15	16	-7%	-1
Redes de Electricidade	269	209	29%	+60
C&GE & Outros	85	78	8%	+6
<b>Investim. Operacional Consolidado</b>	<b>2 421</b>	<b>1 752</b>	<b>38%</b>	<b>+669</b>

	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21
	341	391	716	953	464	693	895	-
	271	320	639	871	380	588	794	-
	65	63	71	91	74	81	79	-
	5	8	7	(10)	10	23	22	-
	84	103	116	205	111	128	130	-
	5	4	7	18	3	5	7	-
	57	75	80	121	75	101	93	-
	23	24	29	65	34	22	30	-
	425	494	832	1 157	576	820	1 025	-

## CAPEX 9M21



**95%** do Investimento na Transição Energética

Actividade Líquida Expansão (€ M)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
Investim. Operacional Expansão	2 052	1 448	42%	+604
Investim. Financeiro	292	612	-52%	-320
Encaixe de Rotação de activos	(554)	(678)	-18%	+124
Encaixe Parcerias Institucionais	(583)	(310)	88%	-272
Aquisições e alienações	(39)	(101)	-62%	+62
Outros (1)	491	261	88%	+230
<b>Investimento Líq. de Expansão</b>	<b>1 660</b>	<b>1 232</b>	<b>35%</b>	<b>+428</b>

**O investimento bruto**, incluindo o investimento consolidado e investimentos financeiros, aumentou 15% para €2,7MM nos 9M21, dos quais 95% alocados a actividades alinhadas com a transição energética.

**O investimento consolidado** cresceu 38% para €2,4MM nos 9M21, 94% dos quais dedicados aos segmentos de Renováveis e de Redes de Electricidade. O investimento em expansão da EDP aumentou 42% para €2,1MM, representando 85% do investimento total consolidado.

**Os investimentos financeiros nos 9M21 (€292M)** foram focados no segmento renovável, nomeadamente em (i) projectos eólicos *onshore* (€129M); (ii) projectos eólicos *offshore* relacionados com a nossa participação de 50% na Ocean Winds (€83M); (iii) projectos de produção solar descentralizada (€63M) e (iv) projectos de produção hídrica (€13M).

**O investimento operacional de manutenção nos 9M21 (€369M)** centrou-se sobretudo nas nossas redes reguladas (73% do total), nomeadamente em Espanha com uma contribuição significativa da integração da Viesgo e, em Portugal, onde iniciativas relacionadas com digitalização continuam, com 5,5M pontos de abastecimentos com contadores inteligentes (aumento de 38% face ao período homólogo).

**O investimento em expansão** (incluindo investimentos financeiros) nos 9M21 cresceu 14% para to €2,3MM, concentrando-se nas renováveis em termos globais (~88%):

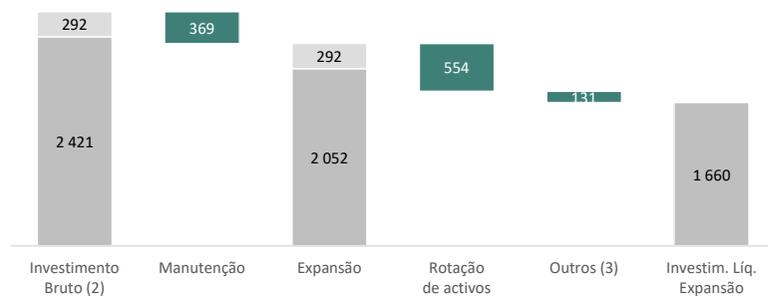
**1) €2,1MM de investimento dedicado a nova capacidade renovável (+12% face ao período homólogo)**, distribuído entre a América do Norte (52%), Europa (34%) e América Latina e outros (14%) (detalhes na página 10).

**2) €238M de investimento em redes no Brasil (+20% em termos homólogos)**, apesar da desvalorização significativa do Real durante o período). Em moeda local, o *capex* referente à transmissão aumentou 21% enquanto que o *capex* em distribuição aumentou 53% em termos homólogos, explicado pela construção das linhas de transmissão e pela distribuição, com expansão das redes de distribuição e investimento relacionados com a qualidade de serviço.

**Em conclusão, o investimento líquido de expansão aumentou expressivamente para €1,7MM nos 9M21 (+0,4MM face aos €1,2MM no período homólogo)**, reflectindo (i) a aceleração do nível actividade de construção (+€0,3MM, face ao período homólogo); (ii) menores rendimentos com rotação de activos (+€0,1MM, face ao período homólogo); (iii) Antecipação do pagamento a fornecedores de imobilizado (+€0,3MM em termos homólogos) de modo a otimizar a gestão de tesouraria, num contexto de alta liquidez e de baixas taxas de juro. Este aumento foi parcialmente mitigado pelo aumento de receitas relacionadas com parcerias de *Tax Equity* nos EUA (-€0,3MM face ao período homólogo).

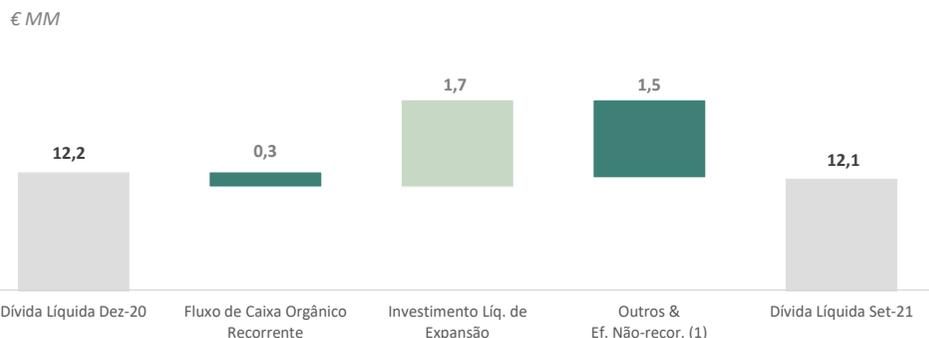
## Actividade de Investimento 9M21

(€ milhões)



(1) Inclui Variações no Fundo de Maneio relacionado com Fornecedores de Imobilizado, alterações de perímetro de consolidação, efeitos de reclassificação de ganhos com rotação de activos e outros; (2) Inclui Investimento operacional e financeiro; (3) Inclui as rubricas "outros" e "aquisições e alienações".

## Evolução da Dívida Líquida em 9M21



O fluxo de caixa orgânico recorrente decresceu 79% em termos homólogos, para €0,3 MM nos 9M21, penalizado por: (i) fundo de maneo temporário na venda antecipada do défice tarifário de 2020 (+€0,3 MM) durante os 9M20; (ii) um aumento de €0,5 MM no investimento de fundo de maneo, relacionado com uma antecipação proativa de pagamentos a fornecedores e outros credores devido à COVID-19 de forma a otimizar a gestão de caixa num contexto de elevada liquidez financeira e taxas de juro de curto prazo baixas / negativas. Excluindo este efeito, o fluxo de caixa orgânico recorrente teria decrescido 41% em termos homólogos impulsionado por (i) menor EBITDA recorrente, devido a um desempenho de gestão de energia mais fraco nos 9M21 vs. os fortes resultados dos 9M20 e (ii) as condições climáticas adversas em renováveis na América do Norte durante o 1T21; e (iii) menores ganhos com a rotação de activos. O cash flow orgânico recorrente traduz os fluxos caixa gerados e disponíveis para cumprir a estratégia fundamental da EDP de crescimento sustentável, redução da dívida e remuneração de accionistas.

O investimento de manutenção foi sobretudo relacionado com o negócio de redes.

O investimento líquido de expansão totalizou €1,7 MM nos 9M21, impacto por (i) aceleração da actividade de construção justificando um investimento de expansão de €2,3 MM nos 9M21 (incluindo investimentos financeiros) dedicado à construção de capacidade renovável e transmissão no Brasil (detalhes página 5); (ii) €0,4 MM receitas da rotação de activos nos EUA, concluído durante o 2T21 e 3T21; (iii) a antecipação do pagamento a fornecedores de imobilizado de €0,4 MM nos 9M21 com o intuito de otimizar a gestão de caixa dada a elevada liquidez financeira e o ambiente de taxas de juro de curto prazo baixas/negativas.

As variações cambiais resultaram num aumento de €177M na dívida financeira líquida nos 9M21, justificado pela apreciação do Dólar Americano e do Real Brasileiro (+6% e +2%, face ao Euro desde o início do ano, respectivamente).

A rubrica **Outros** inclui € 1,5 MM de proveitos do aumento de capital da EDPR concluído em abril-21 e +€1 MM relativos a 50% do componente *equity* atribuído pelas agências de rating de crédito ao novo híbrido de €2 MM emitido em Jan-21 e em Set-21.

Em conclusão, a dívida líquida reduziu €0,1 MM nos 9M21, para €12,1 MM a Set-21.

Mapa de Fluxos de Caixa (€ Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Fluxo Recorrente de Actividades Operacionais (2)</b>	<b>1 034</b>	<b>2 089</b>	<b>-50%</b>	<b>-1 055</b>
EBITDA recorrente	2 511	2 528	-1%	-17
Investim Fundo de Maneio, Impostos e Outros	(1 477)	(439)	-236%	-1 038
Investimento Operacional em Manutenção (3)	(396)	(371)	-7%	-25
Juros financeiros líquidos pagos	(302)	(322)	6%	+20
Pagamentos a Parc. Institucionais EUA	(51)	(44)	-17%	-8
Outros	9	62	-86%	-53
<b>Fluxo de Caixa Orgânico Recorrente</b>	<b>294</b>	<b>1 415</b>	<b>-79%</b>	<b>-1 121</b>
<b>Expansão</b>	<b>(1 660)</b>	<b>(1 232)</b>	<b>-35%</b>	<b>-428</b>
<b>Varição de Activos Regulatórios</b>	<b>5</b>	<b>(288)</b>	<b>-</b>	<b>+294</b>
<b>Dividendos pagos a Accionistas EDP</b>	<b>(750)</b>	<b>(691)</b>	<b>-8%</b>	<b>-59</b>
<b>Variações Cambiais</b>	<b>(177)</b>	<b>510</b>	<b>-</b>	<b>-687</b>
<b>Outros (Incluindo efeitos não recorrentes)</b>	<b>2 406</b>	<b>1 108</b>	<b>117%</b>	<b>+1 298</b>
<b>Redução/(Aumento) da Dívida Líquida</b>	<b>119</b>	<b>822</b>	<b>-86%</b>	<b>-703</b>
<b>Taxa de câmbio - Final de período</b>	<b>Set-21</b>	<b>Dez-20</b>	<b>Δ %</b>	<b>Δ Abs.</b>
EUR/USD	1,16	1,23	6%	+0,07
BRL/EUR	6,26	6,37	2%	+0,11

(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 maneo relacionado com fornecedores de activos fixos.

# Posição Financeira Consolidada



Activo (€ Milhões)	Set vs. Dez		
	Set-21	Dez-20	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	20 993	20 163	+830
Activos sob direito de uso	1 051	1 030	+21
Activos intangíveis	4 744	4 998	-254
Goodwill	2 404	2 306	+98
Inv. Financeiros, Activos p/ venda (Detalhe pág 27)	2 401	1 147	+1 254
Impostos, correntes e diferidos	1 997	1 806	+191
Inventário	367	324	+43
Outros activos, líquido	11 619	8 186	+3 434
Depósitos colaterais	51	32	+19
Caixa e equivalentes de caixa	2 502	2 954	-452
<b>Total do Activo</b>	<b>48 129</b>	<b>42 947</b>	<b>+5 182</b>

O montante total de **activos fixos tangíveis e intangíveis** a Set-21 manteve-se estável em €25,7MM, principalmente devido a investimentos desde o princípio do ano (+€2,1MM), a aquisição da C2, uma plataforma de solar distribuído nos EUA (€0,2MM), activos Colombianos (€0,2MM) e impacto cambial positivo (+€0,5MM, devido à apreciação do USD e BRL vs. Euro). Estes movimentos foram compensados pela depreciação do período (€0,7MM), a transferência de um portefólio de activos eólicos para “activos detidos para venda” (€0,6MM), como parte da rotação de activos na EDPR e EDPB. Em Sep-21 encontravam-se em progresso projectos que totalizavam €3,2MM (12% do total de activos tangíveis e intangíveis consolidados), dos quais 90% respectivos à EDPR.

Capital Próprio (€ Milhões)	Set-21	Dez-20	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	9 144	9 583	-439
Interesses não controláveis (Detalhes na pág. 27)	4 533	3 496	+1 037
<b>Total do Capital Próprio</b>	<b>13 677</b>	<b>13 078</b>	<b>+598</b>

O valor contabilístico dos **investimentos financeiros e activos detidos para venda líquida de passivos** (Incl. Instrumentos de Capital Próprio a Justo Valor) era €2,1MM a Set-21, influenciado principalmente por: (i) transferência de activos onshore na Europa e linhas de transmissão para “activos detidos para venda”; (ii) um aumento de capital da Ocean Winds (€0,3MM); e (iii) a venda de uma posição de 80% e perda de controlo de um portefólio de renováveis nos EUA. Os investimentos financeiros totalizavam €1,3MM: 62% EDPR, 27% EDP Brasil, e 11% na P. Ibérica (Ex-Wind) (detalhes página 27).

Passivo (€ Milhões)	Set-21	Dez-20	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	16 691	16 287	+404
<i>Médio e longo prazo</i>	15 165	14 024	+1 141
<i>Curto prazo</i>	1 526	2 263	-737
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1 177	1 342	-165
Passivo com invest. institucionais nos EUA	1 447	1 134	+312
Provisões	1 112	1 253	-141
Impostos, correntes e diferidos	1 503	1 336	+167
Proveitos diferidos de invest. institucionais	756	799	-43
Outros passivos, líquido	11 767	7 717	+4 050
IFRS16	1 090	1 056	+34
<b>Total do Passivo</b>	<b>34 453</b>	<b>29 868</b>	<b>+4 584</b>

Os **impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos** mantiveram-se bastante estáveis em comparação a Dez-20, a €0,5 MM a Set-21.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** diminuíram €0,4MM, para €9,1MM a Set-21, reflectindo o dividendo de €0,75 MM, pago a Abr-21. Os **interesses não controláveis** aumentaram em €1,0MM face a Dez-20 no seguimento do aumento de capital concluído em Abril pela EDPR.

Total do Capital Próprio e Passivo	Set-21	Dez-20	Δ Abs.
	<b>48 129</b>	<b>42 947</b>	<b>+5 182</b>

O **passivo relativo a parcerias institucionais** aumentou €0,3MM vs Dez-20 atingindo €1,4MM, refletindo principalmente duas novas parcerias correspondentes a €0,6MM de TEI recebido a Jul-21, sendo mitigado pela venda de uma posição de 80% e perda de controlo de um portefólio renovável no Norte da América.

Benefícios aos Empregados (€ Milhões)	Set-21	Dez-20	Δ Abs.
<b>Benefícios aos Empregados (antes de impostos)</b>	<b>1 177</b>	<b>1 342</b>	<b>-165</b>
Pensões	538	630	-91
Actos médicos e outros	639	713	-74
<b>Impostos diferidos s/ Benefícios Empregados (-)</b>	<b>-308</b>	<b>-377</b>	<b>+68</b>
<b>Benefícios aos Empregados (líq. Imposto)</b>	<b>869</b>	<b>966</b>	<b>-97</b>

As **Provisões** baixaram €0,1MM vs. Dez-20, atingindo €1,1MM antes de impostos. Esta rubrica inclui, entre outros, provisões para desmantelamento (€577M), das quais €329M são relacionadas com parques eólicos.

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ Milhões)	Set-21	Dez-20	Δ Abs.
<b>Activos Regulatórios e Ajustamento "Fair value" (+)</b>	<b>322</b>	<b>382</b>	<b>-60</b>
Portugal	285	442	-158
Brasil(1)	37	-61	+98
<b>Impostos diferidos s/ Rec. Fut. Activ. Regul. (-)</b>	<b>-90</b>	<b>-139</b>	<b>+50</b>
<b>Receb. Futuros da Actividade Regulada (líq. Imposto)</b>	<b>232</b>	<b>242</b>	<b>-10</b>

O montante total líquido de recebimentos futuros da actividade regulada totalizou €0,2MM a Set-21 (€0,3MM antes de impostos), impactado pela venda do défice tarifário no valor de €0,5MM, efectuada durante o trimestre. O défice total do sistema eléctrico em Portugal desceu €0,6MM, para €2,8MM a Sep-21.

**Outros passivos (líquidos)** aumentaram €4MM face a Dez-20, devido ao incremento dos passivos relacionados com swaps em commodities e outros derivados.

(1) Exclui o montante correspondente ao impacto da exclusão de ICMS do cálculo de PIS/COFINS referente aos anos anteriores nas nossas distribuidoras (R\$1MM), na medida em que o valor a receber (reconhecido sob activo por impostos a receber) está sujeito a repasse na tarifa.

# Dívida Financeira Líquida

Dívida Financeira Líquida (€ Milhões)	Set-21	Dez-20	Δ %	Δ Abs.
<b>Dívida Financeira Nominal</b>	<b>16 395</b>	<b>15 873</b>	<b>3%</b>	<b>+521</b>
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	12 840	12 654	1%	+187
EDP Renováveis	955	668	43%	+287
EDP Brasil	1 547	1 381	12%	+166
EDP Espanha	1 052	1 171	-10%	-119
Juros da dívida a liquidar	189	256	-26%	-67
"Fair Value"(cobertura dívida)	107	157	-32%	-50
Derivados associados com dívida (2)	(59)	(94)	37%	+34
Depósitos colaterais associados com dívida	(51)	(32)	-59%	-19
Ajustamento híbrido (50% classificado como capital)	(1 887)	(893)	-111%	-994
<b>Dívida Financeira</b>	<b>14 693</b>	<b>15 268</b>	<b>-4%</b>	<b>-575</b>
<b>Caixa e Equivalentes</b>	<b>2 502</b>	<b>2 954</b>	<b>-15%</b>	<b>-452</b>
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	1 465	1 997	-27%	-533
EDP Renováveis	784	474	65%	+310
EDP Brasil	250	429	-42%	-179
EDP Espanha	3	53	-95%	-51
<b>Activos financ. ao justo valor atrav. Resultados e outros</b>	<b>66</b>	<b>71</b>	<b>-6%</b>	<b>-4</b>
<b>Dívida Líquida do Grupo EDP</b>	<b>12 124</b>	<b>12 243</b>	<b>-1%</b>	<b>-119</b>

Linhas de Crédito (€ Milhões) a Set-21 (1)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	3 300	24	3 300	Oct-24
Linha Crédito "Revolving"	2 240	17	2 240	Mar-25
Linhas Crédito Domésticas	255	9	255	Renovável
<b>Total Linhas Crédito</b>	<b>5 795</b>		<b>5 795</b>	

## Credit Ratings EDP SA & EDP Finance BV

S&P

BBB/Stable/A-2

Moody's

Baa3/Positive/P3

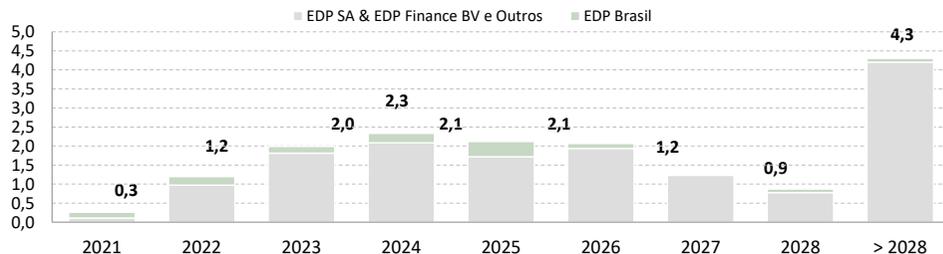
Fitch

BBB/Stable/F2

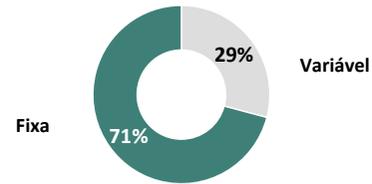
### Ratings da Dívida

	Set-21	Dez-20
Dívida Líquida / EBITDA ajustado de activos regulatórios (4)	3,7x	3,5x
FFO / Dívida Líquida	18%	19%

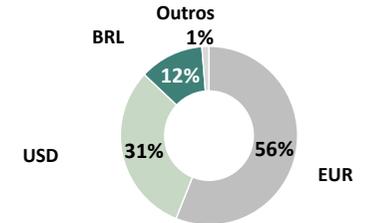
## Linhas de Crédito (€ Milhões) a Set-21 (1)



## Dívida por tipo de taxa juro a Set-21 (1)



## Dívida por tipo de moeda a Set-21 (1)(3)



A dívida financeira da EDP é emitida principalmente ao nível da holding (EDP S.A. e EDP Finance B.V.), representando 78% da Dívida Financeira Nominal do Grupo. A dívida do Grupo é principalmente levantada através dos mercados de dívida (89%), sendo o remanescente associado a empréstimos bancários e papel comercial. Após a aquisição da Viesgo (Dez-20), consolidamos a dívida da mesma, com a nota de crédito 'BBB' (€1MM). **A EDP realizou a sua primeira emissão de obrigações green em Set-18, e desde então emitiu €6,4 MM de obrigações green, o que corresponde a 44% do total das obrigações emitidas e 39% do total da dívida financeira.**

Relativamente às últimas acções de rating, em Mar-21, a S&P actualizou a EDP de "BBB-" para "BBB" com o outlook estável. Após a apresentação do Plano Estratégico da EDP, a S&P reconheceu que diversas medidas de protecção às métricas de crédito foram tomadas antecipadamente, melhorando significativamente o balanço da EDP e que o grupo assegurou já parcialmente o financiamento necessário para o ambicioso plano de crescimento.

Em Mai-21, a Fitch actualizou também a EDP para "BBB" com um outlook estável e a Moody's alterou o outlook da EDP de estável para positivo, enquanto reiterava o senior unsecured rating de "Baa3".

### No que se refere aos principais vencimentos de dívida de 2021 e reembolsos antecipados em 2021:

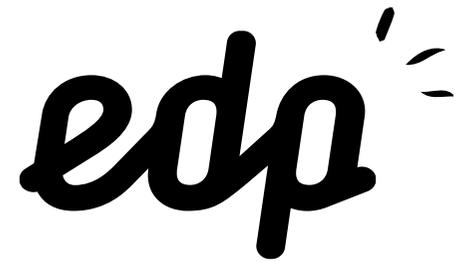
- Vencimento do título de €533 milhões em dívida, com cupão de 4,13% (Jan-21).
- Vencimento do título de \$750 milhões em circulação, com cupão de 5,25% (Jan-21).
- Recompra de €142 milhões de obrigações referentes a 2022, com cupão de 2,63% (Jul-21).
- Recompra de €111 milhões de obrigações referentes a 2023, com cupão de 2,38% (Jul-21).
- Recompra de €138 milhões de obrigações referentes a 2023, com cupão de 1,88% (Jul-21).
- Recompra de €256 milhões de obrigações referentes a 2024, com cupão de 1,13% (Jul-21).

### Até 30 de Setembro de 2021, a EDP concluiu as seguintes operações:

- Em Jan-21, a EDP emitiu um Green Hybrid, de €750M com um cupão de 1,88%, (com a primeira call-date em Mai-26 e uma maturidade final em 2081).
- Em Set-21, a EDP emitiu um Green Hybrid, de €750M com um cupão de 1.50% (com a primeira call date em Dez-26 e maturidade final em 2082)
- Em Set-21, a EDP emitiu um Green Hybrid, de €500M com um cupão de 1.88% (com a primeira call date em Jun-29 e maturidade final em 2082)

O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizavam €8,3 MM a Set-21, dos quais €5,8 MM 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, incluindo juros corridos; (3) Após derivativos cambiais; (4) Líquido de activos regulatórios; classificação da obrig. híbrida como capital em 50% (incl juros); com base no EBITDA recorrente últimos 12 meses e excluindo da dívida líquida 50% da emissão obrigações híbridas (incluindo juros); Inclui passivos por locação (IFRS-16)

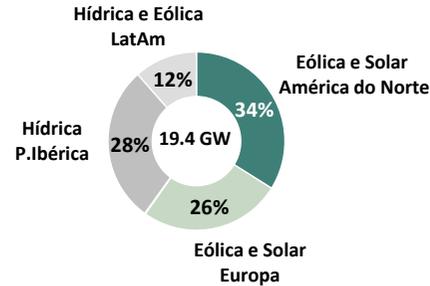


**Segmentos de Negócio**

# Renováveis: Base de activos e Actividade de investimento

Capacidade Instalada (MW)	Set-21	Δ YTD	YoY			Sob Construção
			Δ Abs.	Entradas	Saídas	
<b>EBITDA MW</b>	<b>19 395</b>	<b>+768</b>	<b>-378</b>	<b>+2 413</b>	<b>-2 791</b>	<b>+2 385</b>
<b>Eólica e Solar</b>	<b>12 268</b>	<b>+768</b>	<b>+1 281</b>	<b>+2 388</b>	<b>-1 108</b>	<b>+2 385</b>
EUA	6 039	211	+134	+1 004	-870	+530
Canadá	130	+62	+100	+100	-	-
México	400	-	+200	+200	-	+96
<b>América do Norte</b>	<b>6 569</b>	<b>+273</b>	<b>+433</b>	<b>+1 304</b>	<b>-870</b>	<b>+626</b>
Espanha	2 177	+40	+203	+441	-237	+61
Portugal	1 238	+10	+74	+74	-	+125
França & Bélgica	176	+40	+60	+60	-	+15
Polónia	556	+80	+80	+80	-	+291
Roménia	521	-	-	-	-	-
Itália	314	+44	+44	+44	-	+232
Grécia	45	+45	+45	+45	-	+14
Reino Unido	5	+5	+5	+5	-	-
<b>Europa</b>	<b>5 032</b>	<b>+263</b>	<b>+511</b>	<b>+748</b>	<b>-237</b>	<b>+739</b>
<b>Brasil</b>	<b>639</b>	<b>+204</b>	<b>+309</b>	<b>+309</b>	<b>-</b>	<b>+1 021</b>
<b>APAC</b>	<b>28</b>	<b>+28</b>	<b>+28</b>	<b>+28</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Hídrica</b>	<b>7 127</b>	<b>-0</b>	<b>-1 658</b>	<b>+25</b>	<b>-1 683</b>	<b>-</b>
P.Ibérica	5 527	-0	-1 658	+25	-1 683	-
Brasil	1 599	-	-	-	-	-
<b>MW Equity</b>	<b>1 332</b>	<b>+113</b>	<b>+220</b>	<b>+78</b>	<b>+142</b>	<b>+347</b>
<b>Eólica onshore &amp; Solar</b>	<b>727</b>	<b>+70</b>	<b>+177</b>	<b>+35</b>	<b>+142</b>	<b>-</b>
EUA	552	+81	+154	-	+154	-
P.Ibérica	175	-11	+24	+35	-11	-
<b>Eólica offshore</b>	<b>53</b>	<b>+43</b>	<b>+43</b>	<b>+43</b>	<b>-</b>	<b>+269</b>
<b>Hídrica</b>	<b>551</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>+78</b>
Latam	551	-	-	-	-	+78
<b>Total</b>	<b>20 727</b>	<b>+881</b>	<b>-158</b>	<b>+2 491</b>	<b>-2 648</b>	<b>+2 733</b>

Capacidade Instalada a Set-21 (EBITDA MW)



A capacidade instalada das renováveis representa **c80%** da nossa capacidade total e é neste momento o principal responsável pelo nosso crescimento. A capacidade instalada a Sep-21 é de **20,7 GW**, incluindo 1,3 GW *Equity* de eólica e solar nos EUA e P.Ibérica, hídrica no Brasil e eólica *offshore* em Portugal e Bélgica.

Nos últimos 12 meses, comissionámos **+2,5 GW de capacidade bruta eólica e solar**, que incluem: (i) na eólica *onshore*, os parques Reloj del Sol (209 MW), Headwaters II (198 MW), Wildcat Creek (180 MW) e Crossing Trails (104 MW) nos EUA, Nation Rise no Canadá (100 MW), Aventura II-V no Brasil (105 MW), e os activos eólicos *onshore* em Espanha e Portugal provenientes da aquisição da Viesgo encerrada em Dez-20 (511 MW EBITDA + *Equity*); (ii) no solar, o projecto Pereira Barreto no Brasil (204 MW), o projecto Los Cuervos no México (200 MW), os activos de solar distribuído nos EUA provenientes da aquisição da C2 Omega (72 MW) e o projecto Trung Son que marca a entrada da EDP no Vietnam (28 MW); e (iii) no *offshore*, o projecto Seamade na Bélgica (43 MW). Adicionalmente, como parte da nossa estratégia de rotação de activos, desde os 9M20 concluímos a venda de (i) **237 MW em Espanha** em Dez-20, (ii) participação de 80% num portefólio de **563 MW nos EUA** em Dez-20, dos quais 200 MW irão começar operação em 2021 e a restante posição é agora contabilizada através do método de equivalência patrimonial (73 MW); (iii) **102 MW nos EUA (Rosewater)**, após a conclusão da construção e transferência do parque eólico no âmbito do acordo de *Build & Transfer* assinado a Fev-19, e (iv) 68% da posição accionista num portefólio de **405 MW nos EUA** a Jun-21 e posteriormente *upsized* para 80% a Sep-21, sendo a posição remanescente contabilizada através do método de equivalência patrimonial (81 MW).

Vida média e Vida residual dos activos

(Anos)

Hídrica P. Ibérica	35	30
Hídrica Brasil	20	12
Eólico & Solar APAC	30	30
Eólico & Solar LatAm	3	27
Eólico & Solar Europa	10	20
Eólico & Solar América Norte	8	22

Actividade de expansão (€ Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Investimento expansão</b>	<b>1 766</b>	<b>1 230</b>	<b>44%</b>	<b>+536</b>
América do Norte	966	789	22%	+177
Europa	529	343	54%	+186
Brasil & Outros	271	98	177%	+173
<b>Investimentos Financeiros</b>	<b>273</b>	<b>612</b>	<b>-55%</b>	<b>-339</b>
Encaixe Rotação de Activos	-554	-678	18%	+124
Encaixe de Parcerias institucionais	-583	-310	-88%	-272
Aquisições/(Alienações)	-	-3	-	+3
Outros (1)	576	204	182%	+372

A Sep-21, a nossa capacidade eólica e solar em construção totalizava **2,7 GW**, incluindo 2,4 GW de capacidade eólica *onshore* e solar (EBITDA MW) e 0,3 GW de eólica *offshore* (a nossa participação no parque Moray East no Reino Unido). Na **América do Norte**, temos actualmente **0,6 GW de parques eólicos *onshore* e solar em construção**, incluindo Riverstart (200 MW). Na **Europa**, estamos a construir 0,7 GW de eólica *onshore*, maioritariamente na Polónia e Itália. No **América Latina**, estamos a construir 0,7 GW de eólica *onshore* e 0,3 GW de solar.

O nosso **portefólio hídrico** compreende **5,5 GW na P.Ibérica** (dos quais 45% com capacidade de bombagem) e **1,6 GW no Brasil**. Na América Latina, detemos posições em 3 centrais hídricas, que totalizam 0,5 GW (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). No âmbito do nosso plano de alienação de activos anunciado em Mar-19, **concluímos a venda de 6 centrais hídricas em Portugal em Dez-20** (1,7 GW) por €2,2 MM. Com esta transacção, reduzimos a nossa exposição ao risco hídrico no Norte de Portugal, mantendo ~75% do nosso anterior portefólio hídrico na P.Ibérica.

Em conclusão, os **investimentos líquidos de expansão** aumentaram fortemente face ao período homólogo para €1,5 MM, impulsionado por: (i) o aumento de 11% vs. 9M20 no investimento de expansão (incluindo investimentos financeiros), para €2,0 MM nos 9M21, com a América do Norte a representar ~51% e a Europa ~34%; (ii) o menor encaixe de transacções de rotação de activos; (iii) a optimização do fundo de maneo através da antecipação do pagamento de facturas a fornecedores de imobilizado. Este aumento foi parcialmente mitigado pelos TEIs nos EUA nos 9M21.

Investimento de manutenção (€ M)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
P. Ibérica	14	15	-5%	-1
Brasil	1	1	-32%	-0
<b>Investimento de manutenção</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>-7%</b>	<b>-1</b>

(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)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1 631</b>	<b>1 726</b>	<b>-6%</b>	<b>-95</b>
OPEX	423	404	5%	+19
Outros custos operac. (líq.)	-233	-257	-9%	+23
<b>Custos Operacionais Líq.</b>	<b>189</b>	<b>147</b>	<b>29%</b>	<b>+42</b>
Joint Ventures e Associadas	-10	-7	-47%	-3
<b>EBITDA</b>	<b>1 432</b>	<b>1 572</b>	<b>-9%</b>	<b>-140</b>
Amortizações, impar.; Provisões	626	635	-1%	-9
<b>EBIT</b>	<b>806</b>	<b>937</b>	<b>-14%</b>	<b>-131</b>

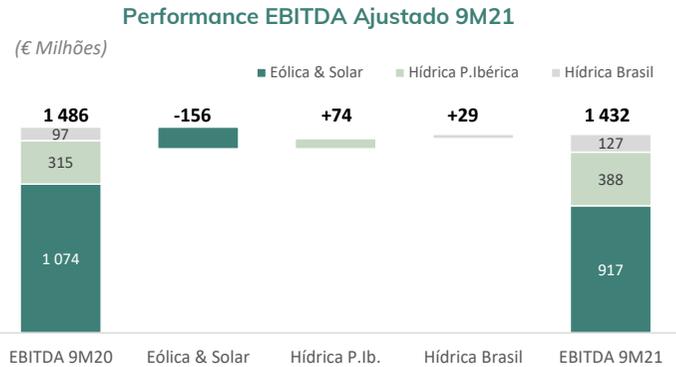
Joint Ventures e Associadas (€ Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
Eólica e Solar	-11	-8	-26%	-2
Hídrica no Brasil	1	2	-52%	-1
<b>Joint Ventures e Associadas</b>	<b>-10</b>	<b>-7</b>	<b>-48%</b>	<b>-3</b>

EBITDA (€ Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Eólica e Solar</b>	<b>917</b>	<b>1 074</b>	<b>-15%</b>	<b>-156</b>
América do Norte	484	487	-1%	-3
Europa	425	575	-26%	-150
Brasil & Outros	8	11	-30%	-3
<b>Hídrica</b>	<b>515</b>	<b>499</b>	<b>3%</b>	<b>+16</b>
P.Ibérica	388	401	-3%	-13
Brasil	127	97	30%	+29
<b>EBITDA</b>	<b>1 432</b>	<b>1 572</b>	<b>-9%</b>	<b>-140</b>

Eólica e Solar - Principais indicadores	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
Recurso eólico vs. Média LP (P50)	-5%	-5%	-1%	0 p.p.
Produção (GWh)	21 463	20 355	5%	+1 107
Preço Médio de venda (€/MWh)	51	55	-7%	-4

Hídrica - Principais Indicadores	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
Recursos hídricos vs. Média LP	13%	-3%	-	16 p.p.
GSF (1)	75%	85%	-11%	-9 p.p.

Taxa de Câmbio - Média no Período	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
USD/EUR	1,20	1,13	-6%	+0,07
BRL/EUR	6,38	5,70	-11%	+0,67



**Nos 9M21, o EBITDA atingiu o valor de €1.432M (-9% em termos homólogos),** no seguimento da venda de 6 centrais hídricas em Portugal concluída em Dez-20 (contribuição para o EBITDA 9M20 de €87M). Ajustado para esta alteração do perímetro de consolidação, o EBITDA teria decrescido 3%, impactado essencialmente por (i) o impacto negativo do evento do Polar Vortex nos EUA (c. -€35M), (ii) a desconsolidação dos activos eólicos vendidos em Dez-20 (contribuição para o EBITDA 9M20 de €72M), o (iii) impacto cambial adverso (-€53M) e (iv) menos ganhos relacionados com a estratégia de rotação de activos (-€41m, excluindo impactos cambiais), que mais do que compensou (iv) o forte desempenho da hídrica na P.Ibérica e a recuperação para níveis normalizados do desempenho da hídrica na P.Ibérica, particularmente no 1Q.

Ajustado pela venda das hídricas na P.Ibérica, o **EBITDA da hídrica** aumentou 25% em termos homólogos para €515M (+€103M). Na **P.Ibérica**, o EBITDA aumentou €74M vs. 9M20, impulsionado pela forte recuperação dos recursos hídricos na P. Ibérica nos 9M21 (+16p.p para 13% acima da média histórica em Portugal), e o impacto positivo dos preços de venda incluindo coberturas mais altos. O EBITDA também foi positivamente impactado pela reversão de um encargo fiscal em Espanha (+€47m). A Sep-21, as reservas hídricas em Portugal situaram-se em 52%, 1p.p. acima da média histórica. No **Brasil**, apesar da crise hídrica, o EBITDA aumentou €29M em termos homólogos, devido à gestão do portefólio de modo integrado e do bom desempenho da estratégia de alocação e da extensão das concessões hídricas (+€28M), compensando a desvalorização do Real Brasileiro de 11% em termos homólogos (-€15M).

O **EBITDA eólico e solar** diminuiu para €917M nos 9M21 (-15% vs. 9M20), devido a: (i) impacto negativo do Polar Vortex nos EUA em Fevereiro, que afectou maioritariamente os activos do Ercot/Texas (c. -€35M); (ii) desconsolidação de activos vendidos no âmbito da nossa estratégia de rotação de activos (€72M EBITDA nos 9M20), incluindo 237 MW em Espanha e 80% num portefólio de 563 MW nos EUA, ambos concluídos em Dez-20; (iii) impacto cambial adverso (-€38M); (iv) menor preço médio de venda (-7% vs. 9M20), devido a (i) preço mais competitivo dos novos CAEs contratados, com o aumento da eficiência dos projectos, (ii) perda relacionada com o Polar Vortex nos EUA e (iii) perdas relacionadas com o aumento significativo dos preços da *pool* e com as coberturas financeiras em Espanha, combinados com menores recursos eólicos particularmente no 3T; (v) menores ganhos com estratégia de rotação de activos (-€41M face ao período homólogo, excluindo impactos cambiais).

O **desempenho dos custos operacionais (OPEX) em energias renováveis** aumentou 5%, devido ao impacto do crescimento aliado ao controlo de despesas. Em energia eólica e solar, o **Core OPEX por MW Médio**, ajustado das rotações de activos, custos com *offshore*, taxas de serviço e impacto cambial manteve-se relativamente estável face ao período homólogo dada a nossa estratégia de O&M e controlo de custos.

Os **Outros custos operacionais (líquidos)** foram impactados negativamente devido à expansão do portefólio, decréscimo dos créditos fiscais à produção (PTC) com a rotação de activos anunciada nos últimos 12 meses e menores resultados associados à nossa estratégia de rotação de activos (-€49M face aos 9M20): Nos 9M21, €151M relacionados com a venda de 80% de um portefólio de 405 MW nos EUA, ganho com o projecto de *offshore* Mayflower e preços contingentes relativos a um parque eólico *offshore* na França vs. €200M nos 9M20 derivados da criação da JV com a Engie. Estes efeitos foram compensados por uma diminuição do *clawback* em Portugal na proporção dos activos vendidos e reversão de um encargo fiscal em Espanha relacionado com a produção hídrica, relativo aos anos de 2013-14.

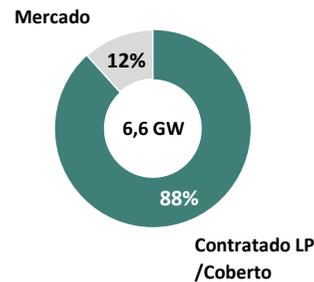
(1) GSF Ponderado.

# Renováveis na América do Norte

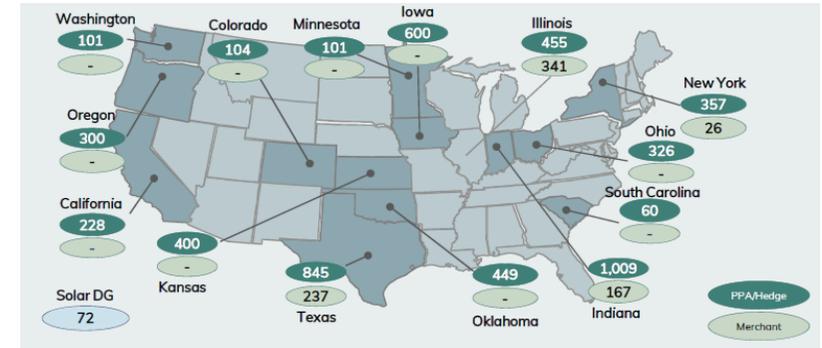
Dados operacionais	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada (MW EBITDA)</b>	<b>6 569</b>	<b>6 135</b>	<b>7%</b>	<b>+433</b>
EUA CAE/Hedge	5 268	5 135	3%	+134
EUA Mercado	771	771	0%	-
Canadá	130	30	-	+100
México	400	200	100%	+200
<b>Capacidade Instalada com PTCs</b>	<b>2 370</b>	<b>2 447</b>	<b>-3%</b>	<b>-77</b>
<b>Recursos eólicos vs. Média LP</b>	<b>-6%</b>	<b>-4%</b>	<b>-71%</b>	<b>-3 p.p.</b>
<b>Factor médio de utilização (%)</b>	<b>30%</b>	<b>32%</b>	<b>-4%</b>	<b>-1 p.p.</b>
EUA	30%	31%	-4%	-1 p.p.
Canadá	27%	28%	-4%	-1 p.p.
México	44%	42%	7%	3 p.p.
<b>Electricidade produzida (GWh)</b>	<b>12 365</b>	<b>12 403</b>	<b>0%</b>	<b>-38</b>
EUA	11 464	11 803	-3%	-340
Canadá	172	55	215%	+117
México	729	545	34%	+184
<b>Preço médio de venda (USD/MWh)</b>	<b>46</b>	<b>45</b>	<b>1%</b>	<b>+0</b>
EUA	44	44	0%	+0
Canadá (\$CAD/MWh)	82	148	-44%	-65
México	66	67	-2%	-1
<b>Capacidade instalada (MW Equity)</b>	<b>552</b>	<b>398</b>	<b>39%</b>	<b>+154</b>
<b>Capac. Instalada (MW EBITDA + Equity)</b>	<b>7 121</b>	<b>6 534</b>	<b>9%</b>	<b>+587</b>

Dados Financeiros (USD Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta Ajustada</b>	<b>661</b>	<b>720</b>	<b>-8%</b>	<b>-58</b>
Margem Bruta	514	558	-8%	-44
Receitas PTC & Outras	147	162	-9%	-15
Joint Ventures e Associadas	1	-1	-	+2
<b>EBITDA</b>	<b>589</b>	<b>548</b>	<b>7%</b>	<b>+41</b>
<b>EBIT</b>	<b>301</b>	<b>266</b>	<b>13%</b>	<b>+34</b>

## Capacidade instalada 9M21 (EBITDA MW)



## USA: EBITDA MW por mercado - Set-21



Na América do Norte, a **capacidade instalada** (6,6 GW EBITDA) é **94% eólica** e **6% solar PV** (362 MW). Adicionalmente, detemos participações minoritárias em outros projectos eólicos e solares, equivalentes a 552 MW.

No seguimento da estratégia de crescimento da EDP através de contratos de energia a longo prazo, a adição de 1,3 GW ao portefólio nos últimos 12 meses consiste em CAEs. Nos 9M21, **~90% da capacidade instalada está ao abrigo de contratos de longo prazo (CAEs/Hedge)**.

A **produção eléctrica manteve-se estável** face ao período homólogo, apesar do aumento da capacidade média instalada de 6%. Este decréscimo foi impulsionado pelos **menores recursos eólicos** que estiveram 6% abaixo da média histórica (P50), devido essencialmente aos recursos anormalmente baixos nas regiões Central e Este, e penalizado pelas restrições operacionais anormais associadas ao evento do Polar Vortex nos EUA, em Fevereiro. O **preço médio de venda** aumentou 1% face ao período homólogo para USD 46/MWh.

A **margem bruta decresceu para USD 514M** nos 9M21 (-8% vs. 9M20), uma vez que os benefícios associados à expansão do portefólio e a nossa estratégia de coberturas foram mais do que compensados pelo impacto extraordinário acima mencionado do evento do Polar Vortex nos EUA (c. USD 40M) no 1T21. **Os créditos fiscais à produção (PTC) e Outros** diminuíram para USD 147M (-9% vs. 9M20), com os novos PTCs contraídos a serem compensados pelo impacto nesta rubrica das transacções de rotação de activos de Dez-20 e Jun-21.

O **EBITDA na América do Norte aumentou 6% para USD 589M** nos 9M21, suportado pelo ganho de rotação de activos de USD 169M registados com (i) a alienação da participação de 80% de um portefólio de activos de 405 MW nos EUA e (ii) o *earnout* relacionado com a expansão do projecto Mayflower. Isto foi parcialmente compensado pela trajectória da margem bruta e pelos maiores custos necessários para a aceleração do nosso crescimento.



- Vendas podem ser através de CAEs (até 20 anos), Coberturas ou Preços de Mercado; Certificados verdes (Créditos de Energia Verde, REC) sujeitos à regulação;
- PTC recebidos por 10 anos desde o COD (\$26/MWh in 2021) & parques eólicos que iniciaram construção em 2009 e 2010 podem optar por 30% cash grant em vez do PTC;
- ITC para projectos solares dependentes do seu capex. Iguala 26% para projectos que iniciaram construção antes de 2022 e 22% para projectos que iniciaram construção em 2023, se o COD for pelo menos em 2025.



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

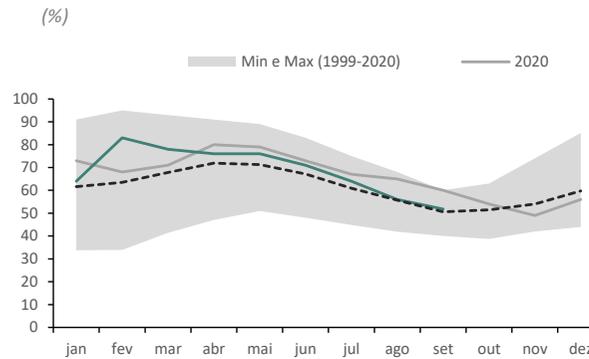


- Leilões tecnologicamente neutros em que os licitadores oferecem um pacote de preços globais para 3 diferentes produtos (capacidade, geração eléctrica e certificados verdes);
- Projecto EDPR: contrato bilateral de fornecimento de electricidade em regime de auto-abastecimento por um período de 25 anos.

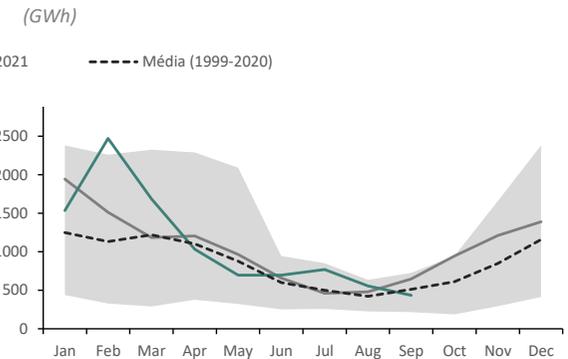
# Renováveis na P. Ibérica

Dados operacionais	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada (MW EBITDA)</b>	<b>8 943</b>	<b>10 324</b>	<b>-13%</b>	<b>-1 381</b>
<b>Eólica e Solar</b>	<b>3 416</b>	<b>3 139</b>	<b>9%</b>	<b>+277</b>
Espanha	2 177	1 974	10%	+203
Portugal	1 238	1 164	6%	+74
<b>Hídrica</b>	<b>5 527</b>	<b>7 186</b>	<b>-23%</b>	<b>-1 658</b>
<b>Recursos vs. Média LP (Média=0%)</b>				
Eólico e Portugal (3)	-3%	-11%	-	8 p.p.
Hídricos em Portugal (3)	13%	-3%	-	16 p.p.
<b>Factor médio de utilização (%)</b>				
<b>Eólica e Solar</b>				
Espanha	25%	24%	5%	1 p.p.
Portugal	26%	24%	10%	2 p.p.
<b>Hídrica</b>	<b>21%</b>	<b>20%</b>	<b>4%</b>	<b>1 p.p.</b>
<b>Electricidade produzida (GWh)</b>	<b>13 265</b>	<b>14 492</b>	<b>-8%</b>	<b>-1 227</b>
<b>Eólica &amp; Solar</b>	<b>5 610</b>	<b>4 896</b>	<b>15%</b>	<b>+714</b>
Espanha	3 496	3 088	13%	+408
Portugal	2 114	1 808	17%	+306
<b>Hídrica</b>	<b>7 655</b>	<b>9 596</b>	<b>-20%</b>	<b>-1 941</b>
Produção líquida (4)	6 609	8 359	-21%	-1 751
Bombagem	1 046	1 237	-15%	-190
<b>Preço médio de venda (€/MWh)</b>				
<b>Eólica e Solar</b>				
Espanha	58	80	-27%	-22
Portugal	86	89	-3%	-3
<b>Hídrica (2)</b>	<b>61</b>	<b>55</b>	<b>13%</b>	<b>+7</b>
<b>Capacidade instalada (MW Equity)</b>	<b>186</b>	<b>162</b>	<b>15%</b>	<b>+24</b>
<b>Capac. Instalada (MW EBITDA + Equity)</b>	<b>9 129</b>	<b>10 486</b>	<b>-13%</b>	<b>-1 357</b>
Dados Financeiros (€ Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>820</b>	<b>917</b>	<b>-11%</b>	<b>-97</b>
Eólica & Solar (1)	391	413	-5%	-22
Espanha	207	251	-18%	-44
Portugal	184	162	13%	+22
Hídrica	429	504	-15%	-75
Joint Ventures e Associadas	4	2	-	+2
<b>EBITDA</b>	<b>663</b>	<b>703</b>	<b>-6%</b>	<b>-40</b>
Eólica & Solar (1)	275	302	-9%	-27
Hídrica	388	401	-3%	-13
<b>EBIT</b>	<b>374</b>	<b>409</b>	<b>-8%</b>	<b>-34</b>
Eólica & Solar (1)	146	189	-23%	-43
Hídrica	228	220	4%	+8

## Reservas Hídricas em Portugal vs. Média Histórica



## Produção Hídrica em Portugal vs. Média Histórica



A capacidade instalada na P. Ibérica (8,9 GW), divide-se entre capacidade hídrica (~60%) e eólica (~40%). Em Dez-20 concluímos a venda de 6 centrais hídricas em Portugal, a transacção no âmbito da nossa estratégia de rotação de activos de 237 MW em Espanha e a aquisição de um portefólio eólico de 511 MW (EBITDA + Equity) em Espanha e Portugal à Viesgo.

A produção de energia eólica e solar na P. Ibérica aumentou 15% em termos homólogos para 5,6 TWh, devido ao crescimento do portefólio (+0,3 GW) e à melhoria de 8p.p. vs. 9M20 dos recursos eólicos, para 2% abaixo da média histórica em Portugal. O preço médio de venda caiu 27% vs. 9M20 em Espanha, devido a um menor recurso eólico, particularmente no 3Q21, combinado com o forte aumento dos preços da electricidade no mercado grossista. Desta forma, a margem bruta eólica e solar atingiu o valor de €391M (-5% em termos homólogos).

A margem bruta da actividade hídrica totalizou €429M, representando um aumento de 7% em termos homólogos se ajustado pela alteração do perímetro de consolidação. Apesar de um 2T21 mais fraco, este desempenho nos 9M21 reflecte uma melhoria significativa dos recursos hídricos que ficaram 13% acima da média histórica em Portugal (vs. 3% abaixo nos 9M20). Consequentemente a produção hídrica (líquida) aumentou 12% vs. 9M20 (ajustado pela alteração do perímetro de consolidação). Adicionalmente, o preço médio de venda da hídrica incluindo coberturas aumentou 13% vs. 9M20, apesar da forte queda dos resultados com coberturas em termos homólogos. Para o período 2022-25, a EDP tem ~50% da sua produção hídrica coberta a preços em torno dos €60/MWh.

A actividade de bombagem diminuiu 5% no volume vs. 9M20 (ajustado pela alteração do perímetro de consolidação), com uma margem de bombagem unitária a situar-se nos dois dígitos. As reservas hídricas situaram-se nos 52%, 1p.p. acima da média histórica a Set-21.

Excluindo a contribuição das 6 centrais hídricas em Portugal (€87M), o EBITDA aumentou 8% vs. 9M20 para €663M no 9M21, suportado pela trajectória da margem bruta. Além disso, os impostos sobre a geração em Espanha e o clawback em Portugal ascenderam a €31M nos 9M21, um decréscimo de €17M face aos 9M20, sobretudo devido: (i) a parte referente aos activos hídricos vendidos, (ii) à suspensão do imposto sobre a geração em Espanha e do clawback em Portugal no 2S21; que foram parcialmente compensados pela revisão final do clawback relativo à produção hídrica em Portugal em 2020 (€15M); Adicionalmente, (iii) à reversão de um imposto sobre a produção hidroeléctrica em Espanha, no seguimento de uma recente decisão judicial que clarifica a isenção desta taxa das centrais localizadas numa única região autónoma, no caso da EDP, as nossas centrais no rio Nálón nas Astúrias (€47M).



- Foi aprovado a 22-Nov o RD 17/2019, que introduziu medidas destinadas a garantir um enquadramento regulatório e económico estável, que encoraje 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);
- Portefólio ENEOP: preço definido em concurso competitivo internacional, a 15 anos (ou primeiros 33 GWh/MW) + 7 anos (extensão em sistema cap/floor).

(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	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada (MW EBITDA)</b>	<b>1 616</b>	<b>1 383</b>	<b>17%</b>	<b>+233</b>
Roménia	521	521	0%	-
Polónia	556	476	17%	+80
Itália	314	271	16%	+44
França & Bélgica	176	116	52%	+60
<b>Factor médio de utilização (%)</b>	<b>24%</b>	<b>27%</b>	<b>-13%</b>	<b>-4 p.p.</b>
Roménia	23%	27%	-13%	-3 p.p.
Polónia	23%	28%	-18%	-5 p.p.
Itália	25%	26%	-4%	-1 p.p.
França & Bélgica	23%	29%	-19%	-6 p.p.
<b>Electricidade produzida (GWh)</b>	<b>2 269</b>	<b>2 271</b>	<b>0%</b>	<b>-3</b>
Roménia	798	916	-13%	-118
Polónia	759	775	-2%	-16
Itália	482	459	5%	+22
França & Bélgica	230	121	90%	+109
<b>Preço médio de venda (€/MWh)</b>	<b>86</b>	<b>77</b>	<b>11%</b>	<b>+9</b>
Roménia (RON/MWh)	386	340	14%	+46
Polónia (PLN/MWh)	369	341	8%	+28
Itália	106	90	18%	+16
França & Bélgica	85	83	2%	+2
<b>Taxa de Câmbio - Média no período</b>				
PLN/EUR	4,55	4,42	-3%	+0,13
RON/EUR	4,91	4,83	-2%	+0,09

Dados Financeiros (€ Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>219</b>	<b>172</b>	<b>27%</b>	<b>+46</b>
Roménia	77	57	36%	+20
Polónia	68	60	14%	+8
Itália	51	41	23%	+10
França & Bélgica	22	14	61%	+8
<b>EBITDA (1)</b>	<b>155</b>	<b>123</b>	<b>25%</b>	<b>+31</b>
<b>EBIT</b>	<b>99</b>	<b>73</b>	<b>36%</b>	<b>26</b>

**Na Europa (excluindo a Península Ibérica)**, a capacidade instalada está fortemente concentrada em energia eólica *onshore* (1.566 MW), enquanto que a capacidade solar está concentrada na Roménia (50 MW). Nos últimos 12 meses, adicionámos +233 MW ao nosso portefólio, incluindo os primeiros projectos eólicos na Grécia (45 MW) e Reino Unido (5 MW). Temos 0,6 GW em construção, dos quais 291 MW na Polónia, 232 MW em Itália, 59 MW na Grécia, 15 MW em França & Bélgica e 14 MW na Grécia.

**A produção manteve-se estável face ao período homólogo para 2.3 TWh**, devido ao decréscimo de 4p.p. no factor de disponibilidade, mitigado pelo aumento de 13% na capacidade instalada média para 1,4 GW.

**O preço médio de venda aumentou 11% em termos homólogos** para €86/MWh.

Em conclusão, **a margem bruta aumentou 27% para €219M nos 9M21** e o **EBITDA aumentou 25% vs. 9M20 para €155M**.

- 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 electricidade pode ser estabelecido por contratos bilaterais; Energia eólica recebe 1 CV/MWh transaccionável em mercado. As distribuidoras têm penalização (substitution fee) por incumprimento da obrigação de CV. Desde Set-17, a substitution fee é calculada como 125% do preço médio de mercado do CV do ano anterior e com limite superior de 300 PLN.
- Tarifa Feed-in por 15 anos: (i) Primeiros 10 anos: €82/MWh; ajustado à inflação; (ii) Anos 11-15: €82/MWh @2.400 horas, decrescendo para €28/MWh @3.600 horas, ajustados à inflação; Parques eólicos em regime RC 2016 recebem CfD por 15 anos cujo preço implícito é semelhante à tarifa em vigor, acrescida de prémio de gestão.
- Projectos em operação antes de 2013 recebem (durante 15 anos) preço de mercado + CV; Activos online desde 2013 adjudicados com um contrato de 20 anos através de leilões competitivos. De acordo com as regras do leilão, a electricidade produzida nestes parques eólicos é vendida em mercado com CfD.

(1) Inclui custo de €4,6M relacionado com a Grécia, Húngria e Reino Unido

Dados Operacionais	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade Instalada (MW EBITDA)</b>	<b>2 239</b>	<b>1 930</b>	<b>16%</b>	<b>+309</b>
Eólica e Solar	639	331	93%	+309
Hídrica	1 599	1 599	0%	-
<b>Recursos</b>				
GSF (1)	75%	85%	-11%	-9 p.p.
Eolicidade vs. Média LP	-9%	-10%	11%	1 p.p.
<b>Factor médio de utilização (%)</b>				
Eólica	41%	36%	15%	5 p.p.
Hídrica	35%	38%	-9%	-3 p.p.
<b>Electricidade produzida (GWh)</b>	<b>4 845</b>	<b>4 741</b>	<b>2%</b>	<b>+104</b>
Eólica	1 204	785	53%	+419
Hídrica	3 641	3 956	-8%	-315
<b>Preço médio de venda (R\$/MWh)</b>				
Eólica	239	218	9%	+20
Hídrica	222	195	14%	+27
<b>Capacidade Instalada (MW Equity)</b>	<b>551</b>	<b>551</b>	<b>0%</b>	<b>-</b>
<b>Capac. Instalada (MW EBITDA + Equity)</b>	<b>2 790</b>	<b>2 481</b>	<b>12%</b>	<b>+309</b>

O nosso portfólio de energias renováveis no Brasil inclui 2,2 GW de capacidade instalada consolidada, dos quais 71% correspondentes a centrais hídricas com energia contratada (CAE) e 29% a eólica onshore e solar. Adicionalmente, a EDP possui participações em centrais hídricas, que representam uma capacidade de 551 MW.

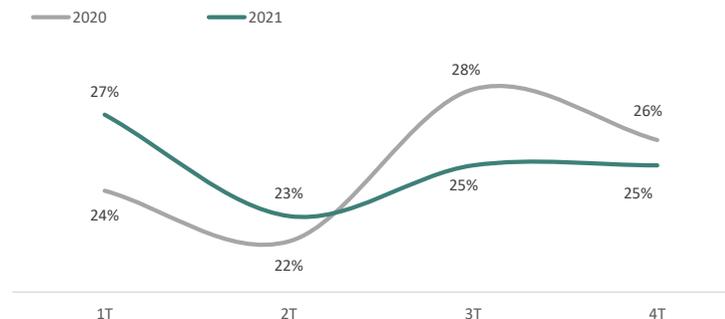
De destacar a crise hídrica que estamos a assistir no Brasil, a pior em 91 anos, que demonstra cada vez mais a necessidade de constante estratégia de cobertura do portfólio. Nesse sentido, a EDP Brasil geriu de forma integrada o seu negócio de comercialização e de geração hídrica nas transações de compra e venda de energia, mitigando os impactos do cenário hidrológico seco e o adiamento do período chuvoso.

O aumento de 40% no período (+R\$244M) na **margem bruta da Hídrica** para R\$854M nos 9M21 deve-se ao aumento do volume de energia vendida e ao aumento dos contratos bilaterais assinados no período. A extensão do prazo da concessão teve um impacto positivo de +R\$165M A/A na margem bruta da Hídrica.

A **capacidade instalada solar aumentou para 204 MW** com a instalação de Pereira Barreto II-V no final do período. O aumento no factor de utilização de 36% para 41% A/A, juntamente com o aumento da capacidade eólica (+105 MW), traduziu-se num aumento da produção eólica de 53% para 1.204 GWh (vs. 785 GWh 9M20). Isto resultou num aumento geral do lucro bruto eólico para R\$260M (+67% vs. período homólogo).

No geral, o **EBITDA das Energias Renováveis no Brasil** melhorou 49% em moeda local (R\$990M), em linha com a tendência observada no lucro bruto.

## Produção Hídrica - Sazonalização dos contratos de venda



Dados Financeiros (R\$ milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1 113</b>	<b>765</b>	<b>46%</b>	<b>+348</b>
Eólica	260	155	67%	+104
Hídrica	854	610	40%	+244
Joint Ventures e Associadas	6	-7	-	+13
<b>EBITDA</b>	<b>990</b>	<b>666</b>	<b>49%</b>	<b>+324</b>
Eólica	181	112	61%	+68
Hídrica	809	554	46%	+255
Lajeado & Invesco	553	319	73%	+234
Peixe Angical	114	135	-15%	-21
Energest	142	100	42%	+42
<b>EBIT</b>	<b>819</b>	<b>510</b>	<b>60%</b>	<b>+308</b>



- Capacidade instalada antiga sob o programa de Tarifa Feed-in ("PROINFA")



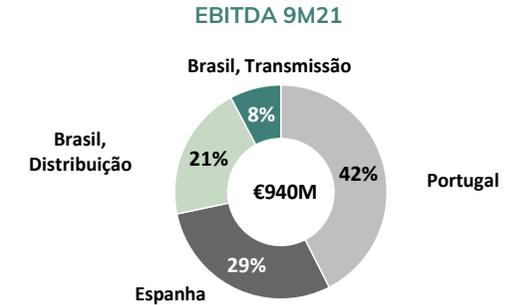
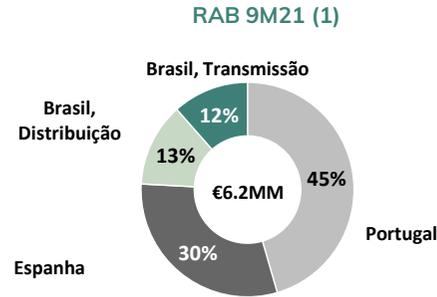
- Desde 2008, são atribuídos CAEs de 20 anos através de leilões competitivos

- 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 de electricidade: Performance financeira

DR Operacional (€ Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1 528</b>	<b>1 238</b>	<b>23%</b>	<b>+290</b>
OPEX	385	354	9%	+31
Outros custos operacionais (líquidos)	203	225	-10%	-22
<b>Custos Operacionais Líquidos</b>	<b>589</b>	<b>579</b>	<b>2%</b>	<b>+9</b>
Joint Ventures e Associadas	0	5	-98%	-5
<b>EBITDA</b>	<b>940</b>	<b>664</b>	<b>42%</b>	<b>+276</b>
Amortizações, imparidades; Provisões	353	303	16%	+50
<b>EBIT</b>	<b>587</b>	<b>361</b>	<b>63%</b>	<b>+226</b>



Taxa de câmbio - Média no período	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
BRL/EUR	6,38	5,70	-11%	0,67

O nosso segmento de Redes de Electricidade inclui a distribuição de electricidade em Portugal, Espanha e Brasil, e a actividade de transmissão, no Brasil. No geral, a nossa base de activos regulados (RAB) ascende a € 6,2 mil milhões, com a base de activos financeiros da transmissão a ganhar terreno, representando já 11% da base total.

No geral, a **electricidade distribuída aumentou 12%** devido não só a uma recuperação do sector industrial nas geografias onde a nossa plataforma de Redes está presente, mas também devido a um aumento de +8% no número de pontos de abastecimento, como resultado da aquisição de Viesgo (+1% excl. Viesgo).

EBITDA (€ Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
Portugal	399	378	6%	+21
Espanha	275	106	159%	+169
Brasil	266	180	48%	+86
<b>EBITDA</b>	<b>940</b>	<b>664</b>	<b>42%</b>	<b>+276</b>

Excluindo um custo não recorrente em Espanha, o **EBITDA aumentou 43% nos 9M21, para €948M**. Este resultado foi explicado principalmente por: (i) os primeiros trimestres de contribuição do EBITDA da Viesgo em Espanha (+€148M), (ii) o aumento de €21M em Portugal, devido a poupanças de OPEX, e (iii) aumento de €86M no segmento de redes brasileiras foi positivamente impactado por indexação das receitas reguladas à inflação, maior procura e menos perdas de sobre-contratação e actualização do valor residual das concessões com a inflação.

Excluindo um custo pontual em Espanha, o **OPEX aumentou 6% A/A para €377M**, impactado pela integração da Viesgo. **Outros custos operacionais líquidos diminuíram 10% em comparação com o desempenho do ano passado**, reflectindo, nomeadamente, o impacto cambial positivo da desvalorização do Real brasileiro e as compensações de seguro contabilizadas no primeiro trimestre relacionadas com os eventos climáticos do ano anterior em Portugal.

OPEX & Capex performance	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos controláveis (2)</b>				
P.Ibérica (€/ponto de ligação)	35,0	37,3	-6%	-2
Brasil (R\$/ponto de ligação)	134,5	136,2	-1%	-2
<b>Invest. operacional (€ Milhões) (3)</b>	<b>507</b>	<b>407</b>	<b>24%</b>	<b>+100</b>
Portugal	188	174	8%	+13
Espanha	72	28	154%	+44
Brasil	247	205	21%	+43
Manutenção	10	6	55%	+3
Expansão	238	198	20%	+40

O **CAPEX nos 9M21 aumentou 24% no período para €507M**, com a integração da Viesgo a contribuir para o crescimento significativo do CAPEX em Espanha. O CAPEX no Brasil aumentou 21% vs. período homólogo e foi focado principalmente na expansão das redes de transmissão e distribuição.

O número total de equipamentos de medição inteligentes instalados aumentou para 5,5 milhões em todas as geografias (+28% vs. período homólogo excluindo Viesgo). Alavancado pela instalação dos contadores inteligentes, que já têm uma penetração de 67% nas Redes Ibéricas de Electricidade da EDP, o volume de energia telecontada em Portugal aumentou 3 p.p. para 77%.

Rede de Distribuição ('000 Km)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
Portugal	230	228	1%	+2
Espanha	53	21	152%	+32
Brasil	95	95	0%	+0

(1) Activos financeiros no caso da Transmissão no Brasil. RAB de Espanha após reversão da provisão relativa à "Lesividad"; (2) FSE + Custos com pessoal; (3) Líquido de subsídios.

# Redes de electricidade na P. Ibérica

## Distribuição de Electricidade em Portugal (1)

DR Operacional (€ Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>786</b>	<b>782</b>	<b>1%</b>	<b>+5</b>
OPEX	204	211	-3%	-7
Rendas de concessão	196	196	0%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	-13	-4	-231%	-9
<b>Custos Operacionais Líquidos</b>	<b>387</b>	<b>404</b>	<b>-4%</b>	<b>-17</b>
Joint Ventures e Associadas	0	0	-	-0
<b>EBITDA</b>	<b>399</b>	<b>378</b>	<b>6%</b>	<b>+21</b>
Amortizações, imparidades; Provisões	215	220	-2%	-5
<b>EBIT</b>	<b>184</b>	<b>157</b>	<b>17%</b>	<b>+26</b>
<b>Indicadores chave</b>	<b>9M21</b>	<b>9M20</b>	<b>Δ %</b>	<b>Δ Abs.</b>
<b>Margem Bruta (€ Milhões)</b>	<b>786</b>	<b>782</b>	<b>1%</b>	<b>+5</b>
Regulada	784	777	1%	+7
Não-regulada	2	4	-57%	-2
<b>Rede de Distribuição</b>				
Electricidade distribuída (GWh)	33 197	32 665	2%	+532
Pontos de ligação (mil)	6 355	6 306	1%	+49

## Distribuição de electricidade em Portugal

A electricidade distribuída em Portugal  **aumentou 2% nos 9M21**, justificado pela recuperação económica verificada nos sectores da indústria e dos serviços. A descida das temperaturas, nomeadamente em Julho 2021 vs. Julho 2020 foi a principal causa para o abrandamento do crescimento do consumo no 3T21.

**As receitas reguladas da distribuição foram de €784M +1% vs. período homólogo**, dado que as receitas reguladas em 2020 incluíram alguns ajustamentos negativos relacionados com eventos de anos anteriores, e a taxa de rentabilidade do RAB apresentou uma ligeira descida face ao período homólogo para 4,76% nos 9M21 (vs. 4,85% nos 9M20), explicada pela ligeira descida das yields das Obrigações do Tesouro Portuguesas a 10 anos no ano passado.

**Forte desempenho dos custos operacionais líquidos (-4% vs. período homólogo)**, beneficiando de um período sem eventos climáticos severos a registar, o que não ocorreu no ano passado. Além disso, à medida que continuamos a acelerar o ritmo de digitalização com maiores volumes de equipamentos de medição inteligentes instalados, aumentamos as operações remotas (+36% vs. período homólogo): desde cortes e reconexões a pedidos de serviços comerciais.

No geral, o **EBITDA aumentou 6% no período (+€21M) para €399M suportado por melhorias de eficiência ao nível de OPEX**.

## Distribuição de Electricidade em Espanha

DR Operacional (€ Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>364</b>	<b>144</b>	<b>152%</b>	<b>+220</b>
OPEX	91	40	130%	+52
Outros custos operacionais (líquidos)	-2	-2	-	-1
<b>Custos Operacionais Líquidos</b>	<b>89</b>	<b>38</b>	<b>134%</b>	<b>+51</b>
Joint Ventures e Associadas	-	-	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>275</b>	<b>106</b>	<b>159%</b>	<b>+169</b>
Amortizações, imparidades; Provisões	85	28	206%	+57
<b>EBIT</b>	<b>190</b>	<b>78</b>	<b>143%</b>	<b>+112</b>
<b>Indicadores chave</b>	<b>9M21</b>	<b>9M20</b>	<b>Δ %</b>	<b>Δ Abs.</b>
<b>Margem Bruta (€ Milhões)</b>	<b>364</b>	<b>144</b>	<b>152%</b>	<b>+220</b>
Regulada	297	142	109%	+155
Não-regulada	67	2	3320%	+65
Pontos de ligação (mil)	1 375	670	105%	+704
Electricidade distribuída (GWh)	10 603	5 562	91%	+5 041

## Distribuição de electricidade em Espanha

A aquisição da Viesgo, concluída em Dezembro de 2020, mais que dobrou o tamanho das nossas operações de distribuição de energia eléctrica em Espanha.

**A margem bruta aumentou 152% para €364M nos 9M21**, com a Viesgo a contribuir para este aumento significativo.

O OPEX aumentou 130% no período, para €91M nos 9M21, em resultado da aquisição acima mencionada. O OPEX foi também impactado por um custo não recorrente relacionado com curtailment em Espanha de €8M, e positivamente impactado pela reversão de provisões “lesividad” (+€54M), na sequência do despacho do Supremo Tribunal (481/2020) sobre o princípio da remuneração de alguns activos já depreciados, mas ainda em operação. Adicionalmente, a integração da Viesgo nas operações da EDP em Espanha continua a evoluir a bom ritmo e além do plano inicial.

Excluindo eventos pontuais, o **EBITDA cresceu 167% para €283M, com a contribuição da Viesgo a ascender a €148M**. Excluindo a Viesgo e o custo não recorrente, o EBITDA aumentou 27% vs. período homólogo, principalmente impactado pela reversão da provisão e parcialmente compensado por uma menor taxa de rentabilidade do RAB de 5,58% (vs. 6,08% nos 9M20).

O RAB da EDP Espanha foi actualizado com a reversão da provisão.

(1) A actividade de comercialização de último recurso em Portugal é agora considerada em conjunto com as restantes actividades de comercialização. Os resultados de Redes de Electricidade e dos Clientes & Gestão de Energia, incluindo os números de 2020, foram ajustados de acordo.

DR Operacional (R\$ milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>2 411</b>	<b>1 779</b>	<b>36%</b>	<b>+632</b>
OPEX	573	566	1%	+7
Outros custos operacionais (líquidos)	143	190	-25%	-47
<b>Custos Operacionais Líquidos</b>	<b>716</b>	<b>756</b>	<b>-5%</b>	<b>-40</b>
Joint Ventures e Associadas	0	0	-	-
<b>EBITDA</b>	<b>1 695</b>	<b>1 023</b>	<b>66%</b>	<b>+672</b>
Amortizações, imparidades; Provisões	237	221	7%	+16
<b>EBIT</b>	<b>1 458</b>	<b>802</b>	<b>82%</b>	<b>+656</b>

**A electricidade distribuída no Brasil aumentou 8% vs. período homólogo no 9M21**, em resultado da recuperação da actividade económica, principalmente do sector industrial e do aumento do número de clientes ligados (+2,2%).

**A margem bruta da distribuição aumentou 31% A/A, para R\$1,9 mil milhões**, devido ao impacto positivo da indexação da inflação nas actualizações tarifárias anuais, consumo mais elevado e perdas mais baixas na venda no mercado grossista dos volumes sobre contratados através de contratos de aquisição de energia, mas não consumidos pela nossa base de clientes. Ambas as nossas concessões de distribuição têm receitas reguladas indexadas ao IGP-M (índice de preços no mercado grossista). As actualizações tarifárias anuais resultaram na EDP ES num aumento tarifário de 9,75% em Ago-21 (IGP-M de +33,75%) e na EDP SP num aumento de 4,8% nas tarifas em Out-20 (+17,9% de impacto do IGP-M), tendo a EDP SP em particular um impacto positivo significativo deste efeito (+R\$150M). O aumento da inflação resultou também no impacto positivo da actualização do valor residual do activo de concessões (+R\$235M), levando a um maior índice de preços ao consumidor (IPCA de +6,09%).

Distribuição - Indicadores chave	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Clientes Ligados (Milhares)</b>	<b>3 651</b>	<b>3 574</b>	<b>2,2%</b>	<b>+77</b>
EDP São Paulo	2 005	1 967	2,0%	+38
EDP Espírito Santo	1 645	1 607	2,4%	+39
<b>Electricidade Distribuída (GWh)</b>	<b>19 501</b>	<b>18 048</b>	<b>8%</b>	<b>+1 453</b>
Clientes regulados	10 214	9 921	3%	+292
Clientes em mercado livre	9 287	8 127	14%	+1 160
<b>Perdas Totais (%)</b>				
EDP São Paulo	8,3%	8,6%	-4%	-0
EDP Espírito Santo	12,7%	13,0%	-2%	-0
<b>Margem Bruta (R\$ Milhões)</b>	<b>1 944</b>	<b>1 489</b>	<b>31%</b>	<b>+455</b>
Receitas reguladas	1 685	1 488	13%	+197
Outros	259	1	-	+258
<b>EBITDA (R\$ Milhões)</b>	<b>1 228</b>	<b>749</b>	<b>64%</b>	<b>+479</b>
EDP São Paulo	634	385	65%	+249
EDP Espírito Santo	593	363	63%	+230

**O lucro bruto da transmissão aumentou 61% no período**, atingindo R\$467M, na sequência do comissionamento parcial do lote Q e lote 21 e dos lotes 07 e 11 a 100% e da evolução das obras de construção nas restantes linhas.

Nos 9M21 a Receita Anual Permitida ("RAP") ascendeu a R\$89,9M e o respectivo EBITDA Regulatório (RAP excl. Custos e impostos ajustáveis) a R\$74,7M.

De referir ainda que, recentemente, alinhada com a estratégia de rotação de activos da EDP no negócio de transmissão no Brasil, definida no plano de negócios 21-25, a EDP realizou duas transacções: um contrato para alienação de três linhas: Lote 24, Lote 7 e Lote 11, e adquiriu o portfólio da CELG-T. No início deste ano, foi concluída a transacção da linha de transmissão Mata Grande Transmissora de Energia, no estado do Maranhão, e a EDP Brasil obteve 1 lote no Leilão 1/2021 de Linhas Públicas de Transmissão, realizado pela ANEEL.

**O OPEX das Redes da EDP Brasil ficou em linha com o ano passado (+1% vs. período homólogo)**, maiores custos com fornecimentos e serviços compensados por menores custos com pessoal e benefícios para funcionários devido a atrasos nas contratações causados pela pandemia. **Outros custos operacionais** diminuiram 25% (-\$47M), reflectindo principalmente ganhos maiores em activos fixos (+R\$14M) e positivamente impactados, +R\$22M, pela actualização tarifária do Lote Q.

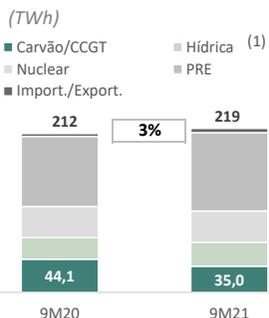
Transmissão - Indicadores chave (R\$ M)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
Reg. EBITDA (RAP adj.custos & imp)	75	19	296%	+56
<b>Receitas</b>	<b>1 265</b>	<b>951</b>	<b>33%</b>	<b>+315</b>
Receitas de construção	935	746	25%	+189
Receitas financeiras	403	292	38%	+112
Outras	-73	-87	16%	+14
<b>Margem Bruta</b>	<b>467</b>	<b>290</b>	<b>61%</b>	<b>+177</b>
<b>EBITDA</b>	<b>467</b>	<b>275</b>	<b>70%</b>	<b>+193</b>
<b>EBIT</b>	<b>467</b>	<b>274</b>	<b>70%</b>	<b>+193</b>



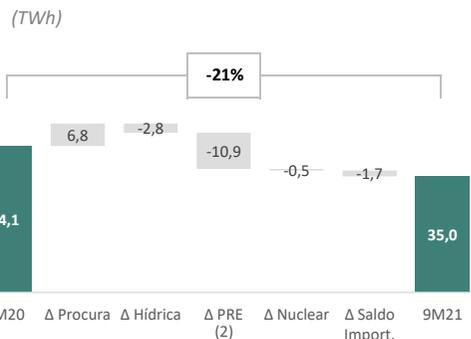
• Duas concessões de distribuição, ambas 100% detidas pela EDP Brasil: EDP SP, em São Paulo, com um período regulatório de 4 anos, cuja última revisão regulatória aconteceu em Out-19; EDP ES, no Espírito Santo com período regulatório de 3 anos, cuja última revisão aconteceu em Ago-19. O WACC regulado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

• A EDP opera 3 linhas de transmissão (lote 24 e lote 11 a 100% e lote 7 parcial), tendo em desenvolvimento outras 4 linhas de transmissão, incluindo o lote Q adquirido em Mai-19 e MGTE adquirido em Fev-21.

## Procura Bruta



## Procura Residual Térmica



## Contexto do mercado de electricidade Ibérico

Durante os 9M21, a procura de electricidade na Península Ibérica aumentou 3% face ao período homólogo, com a actividade económica a continuar a apresentar sinais de recuperação das medidas de confinamento da pandemia COVID-19. A procura residual térmica (PRT), i.e., geração a carvão e CCGT, diminuiu 21% nos 9M21 face a termos homólogos (-9,1 TWh), reflectindo: (i) um aumento de +10,9 TWh de produção em regime especial principalmente impulsionada pela recuperação dos recursos eólicos na P. Ibérica; (ii) um aumento de +2,8 TWh de produção hídrica (líquida de bombagem), em termos homólogos, acompanhado da recuperação dos recursos hídricos em Portugal (13% acima da média histórica); (iii) +0,5 TWh de produção nuclear face ao período homólogo; (iv) +1,7 TWh de aumento de importações líquidas.

O preço spot médio da electricidade aumentou fortemente no 3T21, atingindo uma média de €118/MWh. Isto traduziu-se num aumento de 146% nos 9M21 em termos homólogos, para ~€79/MWh, devido a um forte aumento do preço das matérias-primas, nomeadamente o gás (+270% face aos 9M20) e licenças de CO2 (+103% face aos 9M20). O preço médio final da electricidade em Espanha aumentou 108% nos 9M21, para €83/MWh, reflectindo uma maior procura por restrições e a evolução dos preços no mercado grossista.

## Desempenho da EDP

O EBITDA nos 9M21 foi impactado pela alteração no perímetro de consolidação (-€32M) decorrente da alienação da comercialização B2C e CCGTs Castejon em Espanha anunciada em 2020. Adicionalmente, o EBITDA nos 9M21 incluí um ganho não-recorrente de €21M relacionado com a venda da nossa participação de 50% na comercializadora de energia CHC em Espanha ao nosso parceiro CIDE, concluída em Fev-21, e um custo não-recorrente devido ao acordo com o Sonatrach (-€17M). Os 9M20 incluí €22M de custo não-recorrente relacionado com o descomissionamento da Central a carvão de Sines.

Excluindo estes efeitos, o EBITDA nos 9M21 diminuiu €262M ou 85% face aos 9M20 para €45M no seguimento dos resultados de gestão de energia muito fortes nos 9M20 vs. 9M21 devido ao aumento dos preços da energia, e do desmantelamento da central a carvão de Sines (€37M de EBITDA recorrente nos 9M20). Isto foi apenas parcialmente compensado pela melhoria do EBITDA em: (i) actividades de comercialização, suportadas pela recuperação do consumo B2B (+19% face ao período homólogo) e pelo aumento da taxa de penetração de novos serviços (30% vs. 27% nos 9M20); (ii) Geração térmica, suportada pelo aumento dos preços da energia e pelo aumento dos serviços de sistema em Espanha.

O EBITDA da produção térmica e gestão de energia nos 9M21 apresentou uma queda acentuada face ao período homólogo, para -€132M. De referir que os 9M20 foram marcados por um desempenho muito positivo neste segmento, dada a queda significativa dos preços da energia. Nos 9M21, a gestão de energia foi penalizada pelo forte aumento dos preços da energia, nomeadamente do preço da pool de electricidade e do gás, o que implicou: (i) um aumento dos custos de aprovisionamento de electricidade; e (ii) um mark-to-market negativo nos contratos de hedging de gás (~130m - sem impacto em caixa) a ser revertido através de margens operacionais mais altas, maioritariamente até ao final do ano de 2022. Além disso, parte deste desempenho negativo é mitigado por um impacto positivo na hídrica e na comercialização da Península Ibérica.

Nos 9M21, a produção de electricidade a carvão da EDP na P. Ibérica representou 3% das receitas consolidadas e teve um contributo de 4% para o EBITDA consolidado.

Principais factores (3)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
Preço à vista de electric. (Espanha), €/MWh	79	32	146%	+47
Preço final de electric. (Espanha), €/MWh (4)	83	40	108%	+43
Preço Fwd 1Y Mercado Ibérico de Elect. (€/MWh)	66	43	52%	+23
Direitos de emissão de CO2 (EUA), €/ton	48	24	103%	+24
Mibgas, €/MWh	31	8	270%	+23
Brent, USD/Barril	68	40	69%	+28

DR Operacional (€ Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>354</b>	<b>701</b>	<b>-49%</b>	<b>-346</b>
OPEX	235	271	-13%	-36
Outros custos operacionais (líquidos)	91	114	-20%	-23
<b>Custos Operacionais Líquidos</b>	<b>326</b>	<b>385</b>	<b>-15%</b>	<b>-59</b>
Joint Ventures e Associadas	21	3	609%	+18
<b>EBITDA</b>	<b>50</b>	<b>317</b>	<b>-84%</b>	<b>-267</b>
<b>EBIT</b>	<b>-68</b>	<b>87</b>	<b>-</b>	<b>-155</b>

Dados financeiros chave (€ M)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>354</b>	<b>701</b>	<b>-49%</b>	<b>-346</b>
Comercialização (5)	348	322	8%	+27
Gestão de energia e Térmica	6	379	-98%	-373
<b>EBITDA</b>	<b>50</b>	<b>317</b>	<b>-84%</b>	<b>-267</b>
Comercialização (5)	182	88	105%	+93
Gestão de energia e Térmica	-132	228	-	-360
<b>EBIT</b>	<b>-68</b>	<b>87</b>	<b>-</b>	<b>-154</b>
Comercialização (5)	157	58	169%	+99
Gestão de energia e Térmica	-225	28	-	-254

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 4,3 GW de capacidade instalada térmica, ~5,0M de clientes de electricidade e as actividades de gestão de energia na Península Ibérica. Estes negócios asseguram 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); (5) Excluí actividades em Itália, França e Polónia (-€3m em 9M21).

Comercial. - Factores chave e financeiros	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Carteira de clientes (Milhares)</b>				
<b>Electricidade (1)</b>	<b>4 951</b>	<b>6 208</b>	<b>-20%</b>	<b>-1 257</b>
Portugal - Liberalizado	4 013	4 065	-1%	-52
Portugal - Regulado	915	983	-7%	-67
Espanha - Liberalizado	22	1 160	-98%	-1 138
<b>Gás</b>	<b>687</b>	<b>1 591</b>	<b>-57%</b>	<b>-903</b>
Portugal - Liberalizado	650	653	0%	-3
Portugal - Regulado	32	35	-8%	-3
Espanha - Liberalizado	5	903	-99%	-898
<b>Taxa de penetração Dual Fuel (%)</b>	<b>16,6%</b>	<b>30,5%</b>	<b>-45%</b>	<b>-0</b>
<b>Rácio de serviços por contrato (%)</b>	<b>30%</b>	<b>27%</b>	<b>11,1%</b>	<b>+0</b>
<b>Volume de electricidade vendida (GWh)</b>	<b>22 717</b>	<b>22 662</b>	<b>0%</b>	<b>+56</b>
Liberalizado - Residencial	6 190	8 207	-24,6%	-2 016
Liberalizado - Industrial	14 831	12 688	17%	+2 143
Regulado	1 696	1 767	-4%	-71
<b>Volume de gás vendido (GWh)</b>	<b>6 092</b>	<b>8 854</b>	<b>-31%</b>	<b>-2 763</b>
Liberalizado - Residencial (1)	1 181	3 892	-69,7%	-2 711
Liberalizado - Industrial	4 824	4 718	2%	+106
Regulado	87	245	0%	-
<b>Margem bruta (€ Milhões)</b>	<b>348</b>	<b>322</b>	<b>8%</b>	<b>+27</b>
<b>EBITDA (€ Milhões)</b>	<b>182</b>	<b>88</b>	<b>105%</b>	<b>+93</b>
<b>Capex (€ Milhões)</b>	<b>32</b>	<b>33</b>	<b>-2%</b>	<b>-1</b>

## Comercialização Península Ibérica

O número de clientes de electricidade em Portugal e Espanha, excluindo o impacto da alienação do nosso portefólio de clientes B2C em Espanha à Total, **decreceu ligeiramente (-2% em termos homólogos)**, com a taxa de penetração dos novos serviços a aumentar para 30% em Set-21 (+3 p.p. face aos 9M20), como consequência do aumento de 16% e 51% do número de clientes Funciona e EDP Saúde, respectivamente, visto que a EDP mantém a aposta na qualidade do serviço e está a alavancar a sua carteira de clientes para aumentar o valor do portefólio.

A EDP continua a crescer em novas soluções energéticas envolvendo os seus clientes na **transição energética**. Neste sentido, a percentagem de serviços na margem bruta aumentou 4 p.p. face aos 9M20 para 17%. Nos 9M21, a EDP instalou cerca de 95MWp de solar descentralizado na P. Ibérica e noutros países Europeus, dos quais 49MWp como serviço, com o número de novas instalações solar a aumentar 58% face ao período homólogo.

Excluindo os impactos da transacção acima mencionada, a **electricidade total comercializada nos 9M21 registou um aumento significativo de 9%** face aos 9M20, devido ao aumento do segmento B2B em Portugal e Espanha, que foi parcialmente compensado pela diminuição da electricidade comercializada nos segmentos B2C liberalizado e regulado devido à redução do número de clientes.

Excluindo impactos não recorrentes (€20M nos 9M21), e a **desconsolidação de activos (€32M de contribuição no EBITDA nos 9M20)**, o EBITDA referente às nossas actividades de comercialização na P. Ibérica aumentou para €162M (face a €56M no período homólogo) suportado pela recuperação da procura no segmento industrial, penalizada nos 9M20 pelo confinamento devido ao COVID, aumento do número de instalações de painéis solares descentralizados e maior taxa de penetração de novos serviços.



A carteira de clientes da EDP na Península Ibérica (~5,0M de clientes) tem um peso considerável de clientes residenciais e PME's, correspondendo a ~42% do consumo total.

## Produção térmica & Gestão de energia na Península Ibérica

A **produção de electricidade nos 9M21** caiu 31% em termos homólogos, essencialmente devido à redução da produção das CCGTs (-44% face aos 9M20) como consequência de uma menor procura residual térmica e da alienação das CCGTs Castejón (-843MW). Excluindo o impacto do encerramento de Sines, o factor de produção de carvão aumentou para 32%.

O **custo médio de produção térmica** registou um aumento de 8% em termos homólogos (para €44/MWh nos 9M21) devido ao aumento dos custos de emissão de CO<sub>2</sub> e gás, parcialmente mitigado pelo efeito das coberturas nos custos de *sourcing* de gás.

O **EBITDA do segmento de Produção Térmica e de Gestão de Energia** foi -€132M nos 9M21, reflectindo (i) actividades de gestão de energia fracas após resultados muito fortes na gestão de energia nos 9M20, (ii) aumento dos custos de *sourcing* em resultado do forte aumento dos preços da energia, (iii) impacto negativo dos *mark-to-market* nos contratos de cobertura face ao aumento dos preços da energia (~130m - sem impacto em caixa) e ao alargamento do spread TTF-HH, e (iv) encerramento da central de Sines (com um contributo de +€15M EBITDA nos 9M20).

Gestão Energia & Térmica - Indicadores chave	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Produção (GWh)</b>	<b>7 937</b>	<b>11 460</b>	<b>-31%</b>	<b>-3 523</b>
CCGT	4 367	7 816	-44%	-3 449
Carvão	2 618	2 637	-1%	-19
Outras (3)	952	1 006	-5%	-54
<b>Factor médio de utilização (%)</b>				
CCGT	23%	32%	-27%	-9p,p
Carvão (4)	32%	22%	44%	+10p,p
Nuclear	79%	84%	-5%	-5p,p
<b>Custos de produção (€/MWh) (2)</b>	<b>44</b>	<b>41</b>	<b>8%</b>	<b>+3</b>
<b>Margem Bruta (€ Milhões)</b>	<b>6</b>	<b>379</b>	<b>-98%</b>	<b>-373</b>
<b>EBITDA (€ Milhões)</b>	<b>-132</b>	<b>228</b>	<b>-</b>	<b>-360</b>
<b>Capex (€ Milhões)</b>	<b>27</b>	<b>15</b>	<b>81%</b>	<b>+12</b>



O nosso portefólio de geração térmica na Península Ibérica integra um total de 4,3 GW de capacidade instalada, que desempenha um papel activo em assegurar o fornecimento de energia: 67% em CCGT, 29% em carvão, 4% em nuclear e 1% de cogeração e resíduos.

(1) Inclui PME's. A actividade de comercialização de último recurso em Portugal é agora considerada em conjunto com as restantes actividades de comercialização. Os resultados de Redes de Electricidade e dos Clientes & Gestão de Energia, incluindo os números de 2020, foram ajustados de acordo. (2) Inclui custos de combustível, custos de emissões CO<sub>2</sub> e custos de cobertura; (3) Inclui Nuclear, Cogeração & Waste.; (4) Inclui apenas produção a carvão em Espanha.

DR Operacional (€ Milhões) (1)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem bruta</b>	<b>114</b>	<b>106</b>	<b>7%</b>	<b>8</b>
OPEX	24	24	2%	0
Outros custos operacionais Líquidos	-2	-1	0%	-2
Joint Ventures e Associadas	0	2	-89%	-2
<b>EBITDA</b>	<b>92</b>	<b>85</b>	<b>8%</b>	<b>7</b>
<b>EBIT</b>	<b>64</b>	<b>54</b>	<b>17%</b>	<b>9</b>

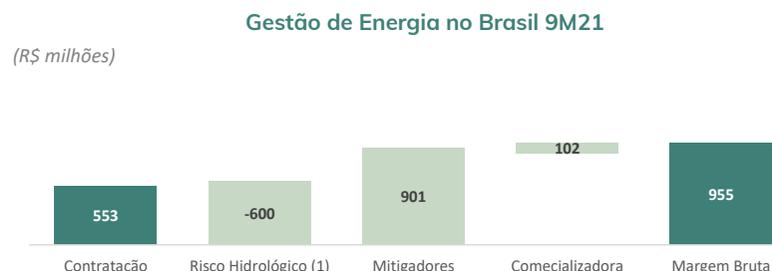
Taxa de Câmbio - Média do período	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
BRL/EUR	6,38	5,70	-11%	+0,67

DR Operacional (R\$ Milhões)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem bruta</b>	<b>724</b>	<b>603</b>	<b>20%</b>	<b>+121</b>
OPEX	155	126	23%	+29
Outros custos operacionais Líquidos	-15	-5	-205%	-10
Joint Ventures e Associadas	2	0	248%	1
<b>EBITDA</b>	<b>586</b>	<b>482</b>	<b>22%</b>	<b>+104</b>
<b>EBIT</b>	<b>430</b>	<b>332</b>	<b>29%</b>	<b>98</b>

Indicadores chave	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
PLD	328	118	177%	+210
GSF (2)	75%	85%	-11%	-9p.p.

Comerc. e GE - Indicadores chave	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
Vendas de electricidade (GWh)	11 294	20 703	-45%	-9 409
<b>Margem Bruta (R\$ Milhões)</b>	<b>149</b>	<b>84</b>	<b>77%</b>	<b>+64</b>
<b>EBITDA (R\$ Milhões)</b>	<b>108</b>	<b>38</b>	<b>187%</b>	<b>+70</b>
<b>EBIT (R\$ Milhões)</b>	<b>96</b>	<b>32</b>	<b>195%</b>	<b>+63</b>

Térmica - Factores Chave e Financeiros (3)	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW)	720	720	0%	-
Electricidade Produzida (GWh)	2 470	519	376%	+1 951
Disponibilidade	93%	92%	1%	+1p.p.
<b>Margem Bruta (R\$ Milhões)</b>	<b>576</b>	<b>519</b>	<b>11%</b>	<b>+57</b>
<b>EBITDA (R\$ Milhões)</b>	<b>478</b>	<b>444</b>	<b>8%</b>	<b>+34</b>
<b>EBIT (R\$ Milhões)</b>	<b>334</b>	<b>299</b>	<b>12%</b>	<b>+35</b>



(1) Inclui impactos GSF, PLD e MRE

Como parte da nossa abordagem de risco controlado à gestão da carteira, a EDP segue uma estratégia de hedging para mitigar o risco GSF/PLD, visando reduzir a volatilidade dos resultados. Portanto, as actividades de comercialização e geração são geridas de forma integrada, permitindo a optimização do portfólio como um todo.

Nas nossas actividades de **Client Solutions & Energy Management no Brasil**, o EBITDA em EUR aumentou 8% para €92M, penalizado por uma desvalorização do BRL de 11% face ao euro, mas compensado por um forte desempenho da divisão de Trading.

Apesar da queda significativa nas vendas de electricidade em 45% A/A, estas referem-se principalmente a actividades de margens baixas que dificilmente impactam os resultados. O **EBITDA da comercialização e gestão de energia no Brasil melhorou para R\$108M**, positivamente impactado pelo estabelecimento de novos contratos e respectivo *mark-to-market* destes contratos de +R\$77M, com o número de clientes a aumentar 11%.

Além disso, o **solar distribuído** no Brasil começa a ganhar tracção. A EDP Brasil tem expandindo em solar fotovoltaico através da EDP Smart tanto organicamente como por aquisições, e tem um portfólio de 98 MWp contratados, dos quais 52 MWp já instalados, contribuindo com uma margem bruta para o negócio de comercialização de R\$41M (+7% A/A).

O Brasil vive um período historicamente seco, que se traduziu numa redução de 8% na produção hídrica brasileira, o que levou a um **aumento significativo na produção de Pecém para 2.470 GWh**, após despacho do Operador Nacional do Sistema (ONS). A disponibilidade da nossa **central de geração térmica** ficou em linha com o ano passado, passando de 92% para 93%. Dado que esta central é remunerada por um PPA com base na disponibilidade, este resultado positivo para os resultados foi compensado por um impacto negativo principalmente no 1T20 de R\$24M, devido à revisão em baixa do nível de disponibilidade de referência de Pecém. Adicionalmente, dado o aumento do número de horas de funcionamento, os custos com materiais e serviços de terceiros também aumentaram +R\$20M (+60% A/A). Importa destacar também que Pecém tem uma receita fixa mensal de R\$73M, corrigida anualmente pela inflação (IPCA), com a última actualização em Nov-20 de + 3,9% A/A. Por último, o resultado de Pecém foi positivamente impactado, +R\$75M, pela estratégia de hedging aplicada à aquisição de carvão.

Como resultado, o **EBITDA da geração térmica aumentou 8% A/A nos 9M21 para R\$478M**, em linha com os impactos mencionados acima.

(1) Para efeitos de reporte do Grupo, as rubricas 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

<b>9M21</b>					
<b>(€ Milhões)</b>	<b>Renováveis</b>	<b>Redes Reguladas</b>	<b>Clientes &amp; Gestão Energética</b>	<b>Activ. Corp. e Ajustamentos</b>	<b>Grupo EDP</b>
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	1 869	2 894	7 364	(2 126)	10 001
<b>Margem Bruta</b>	<b>1 631</b>	<b>1 528</b>	<b>472</b>	<b>3</b>	<b>3 634</b>
Fornecimentos e serviços externos	265	236	171	(57)	615
Custos com pessoal e benefícios sociais	157	149	95	90	492
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(233)	203	88	5	63
<b>Custos Operacionais</b>	<b>189</b>	<b>589</b>	<b>355</b>	<b>38</b>	<b>1 170</b>
Joint Ventures e Associadas	(10)	0	22	31	43
<b>EBITDA</b>	<b>1 432</b>	<b>940</b>	<b>139</b>	<b>(4)</b>	<b>2 507</b>
Provisões	48	3	1	1	54
Amortizações e imparidades (1)	578	350	145	26	1 098
<b>EBIT</b>	<b>806</b>	<b>587</b>	<b>(7)</b>	<b>(31)</b>	<b>1 355</b>

<b>9M20</b>					
<b>(€ Milhões)</b>	<b>Renováveis</b>	<b>Redes Reguladas</b>	<b>Clientes &amp; Gestão Energética</b>	<b>Activ. Corp. e Ajustamentos</b>	<b>Grupo EDP</b>
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	1 903	2 081	7 233	(2 158)	9 059
<b>Margem Bruta</b>	<b>1 726</b>	<b>1 238</b>	<b>831</b>	<b>(18)</b>	<b>3 777</b>
Fornecimentos e serviços externos	264	218	213	(85)	609
Custos com pessoal e benefícios sociais	140	136	107	81	465
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(257)	225	114	(2)	81
<b>Custos Operacionais</b>	<b>147</b>	<b>579</b>	<b>434</b>	<b>(6)</b>	<b>1 154</b>
Joint Ventures e Associadas	(7)	5	3	1	3
<b>EBITDA</b>	<b>1 572</b>	<b>664</b>	<b>400</b>	<b>(11)</b>	<b>2 625</b>
Provisões	73	26	31	0	129
Amortizações e imparidades (1)	562	277	230	38	1 107
<b>EBIT</b>	<b>937</b>	<b>361</b>	<b>139</b>	<b>(49)</b>	<b>1 388</b>

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

# Demonstração de Resultados por Trimestre

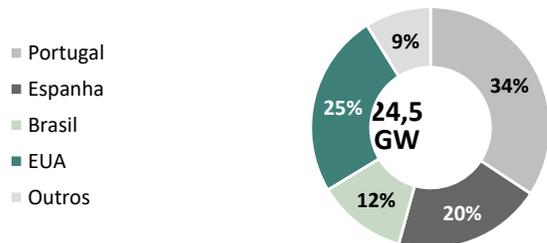
Demonstração de Resultados por Trimestre (€ Milhões)	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21	Δ YoY %	Δ QoQ %	9M20	9M21	Δ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	3 502	2 681	2 876	3 389	3 088	2 995	3 917		36%	31%	9 059	10 001	10%
Custo com vendas de energia e outros	2 027	1 499	1 757	2 074	1 780	1 888	2 699		54%	43%	5 283	6 367	21%
<b>Margem Bruta</b>	<b>1 475</b>	<b>1 182</b>	<b>1 119</b>	<b>1 315</b>	<b>1 308</b>	<b>1 108</b>	<b>1 218</b>		<b>9%</b>	<b>10%</b>	<b>3 777</b>	<b>3 634</b>	<b>-4%</b>
Fornecimentos e serviços externos	201	201	207	248	195	213	207		0%	-3%	609	615	1%
Custos com pessoal e benefícios sociais	165	157	143	203	162	171	159		11%	-7%	465	492	6%
Outros custos operacionais (líquidos)	128	(60)	13	(460)	100	(85)	47		253%	-	81	63	-22%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>494</b>	<b>297</b>	<b>363</b>	<b>(9)</b>	<b>457</b>	<b>300</b>	<b>413</b>		<b>14%</b>	<b>38%</b>	<b>1 154</b>	<b>1 170</b>	<b>1%</b>
Joint Ventures e Associadas	(1)	6	(2)	0	13	20	10		-	-50%	3	43	-
<b>EBITDA</b>	<b>980</b>	<b>891</b>	<b>754</b>	<b>1 325</b>	<b>864</b>	<b>828</b>	<b>815</b>		<b>8%</b>	<b>-2%</b>	<b>2 625</b>	<b>2 507</b>	<b>-4%</b>
Provisões	16	35	78	(17)	12	(9)	50		-36%	-	129	54	-58%
Amortizações e imparidades (1)	367	401	340	524	356	366	376		11%	3%	1 107	1 098	-1%
<b>EBIT</b>	<b>597</b>	<b>455</b>	<b>336</b>	<b>818</b>	<b>496</b>	<b>470</b>	<b>389</b>		<b>16%</b>	<b>-17%</b>	<b>1 388</b>	<b>1 355</b>	<b>-2%</b>
Resultados financeiros	(206)	(162)	(137)	(166)	(123)	(131)	(102)		-26%	-22%	(505)	(356)	29%
<b>Resultado antes de impostos e CESE</b>	<b>391</b>	<b>293</b>	<b>199</b>	<b>652</b>	<b>373</b>	<b>339</b>	<b>287</b>		<b>44%</b>	<b>-15%</b>	<b>883</b>	<b>999</b>	<b>13%</b>
IRC e Impostos diferidos	92	42	39	136	63	100	74		90%	-26%	173	237	37%
Contribuição Extraordinária sobre o sector energético	63	(0)	3	-	51	0	0		-93%	-	65	52	-20%
Resultado líquido do período	236	252	157	517	259	239	213		35%	-11%	645	710	10%
<b>Atrib. Accionistas da EDP</b>	<b>146</b>	<b>169</b>	<b>108</b>	<b>378</b>	<b>180</b>	<b>164</b>	<b>167</b>		<b>55%</b>	<b>2%</b>	<b>422</b>	<b>510</b>	<b>21%</b>
Atrib. Interesses não controláveis	90	83	49	138	79	75	46		-8%	-40%	222	200	-10%

(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-21	Set-20	Δ MW	Δ %	9M21	9M20	Δ GWh	Δ %	1T20	2T20	3T20	4T20	1T21	2T21	3T21	4T21
<b>Eólico</b>	<b>11 648</b>	<b>10 842</b>	<b>+805</b>	<b>7%</b>	<b>20 970</b>	<b>20 135</b>	<b>+835</b>	<b>4%</b>	<b>7 707</b>	<b>6 816</b>	<b>5 612</b>	<b>8 137</b>	<b>8 067</b>	<b>7 131</b>	<b>5 865</b>	
EUA	5 877	5 816	+62	1%	11 239	11 649	-410	-4%	4 453	4 239	2 957	4 793	4 304	4 070	2 866	
Portugal	1 234	1 160	+74	6%	2 107	1 801	+306	17%	710	548	543	815	861	618	628	
Espanha	2 177	1 974	+203	10%	3 496	3 088	+408	13%	1 172	929	986	1 258	1 549	1 064	883	
Brasil	436	331	+105	32%	1 204	785	+419	53%	161	227	397	308	224	270	710	
Resto de Europa (2)	1 566	1 333	+233	18%	2 211	2 213	-2	0%	1 007	655	551	774	920	715	576	
Resto de Mundo (3)	357	230	+128	56%	713	599	+114	19%	203	218	178	189	209	395	201	
<b>Solar</b>	<b>648</b>	<b>145</b>	<b>+503</b>	<b>347%</b>	<b>491</b>	<b>220</b>	<b>+271</b>	<b>123%</b>	<b>54</b>	<b>86</b>	<b>79</b>	<b>46</b>	<b>53</b>	<b>87</b>	<b>259</b>	
Europa	55	55	-	0%	65	66	-1	-2%	16	25	25	10	15	25	25	
América do Norte	362	90	+272	301%	412	154	+258	168%	38	62	54	36	38	62	220	
Brasil & Outros	232	0	+232	-	14	0	+14	-	0	0	0	0	0	0	14	
<b>Hídrica</b>	<b>7 127</b>	<b>8 785</b>	<b>-1 658</b>	<b>-19%</b>	<b>11 296</b>	<b>13 557</b>	<b>-2 261</b>	<b>-17%</b>	<b>6 731</b>	<b>4 346</b>	<b>2 479</b>	<b>5 236</b>	<b>6 004</b>	<b>2 850</b>	<b>2 507</b>	
<b>Portugal</b>	<b>5 076</b>	<b>6 759</b>	<b>-1 683</b>	<b>-25%</b>	<b>7 111</b>	<b>9 152</b>	<b>-2 041</b>	<b>-22%</b>	<b>4 692</b>	<b>2 866</b>	<b>1 594</b>	<b>3 419</b>	<b>3 924</b>	<b>1 757</b>	<b>1 430</b>	
Bombagem	2 358	2 806	-449	-16%	-1 252	-1 492	+240	16%	-534	-493	-465	-480	-570	-429	-253	
Fio de água	1 174	2 408			2 838	4 678	-1 840	-39%	2 289	1 582	807	1 515	1 568	695	576	
Albufeira	3 845	4 294			4 171	4 383	-212	-5%	2 346	1 255	782	1 858	2 286	1 040	846	
Mini-hídricas	57	57			102	91	+11	12%	57	29	6	46	70	23	8	
Espanha	451	426	+25	6%	544	448	+95	21%	230	162	56	229	358	122	64	
Brasil	1 599	1 599	-	0%	3 641	3 956	-315	-8%	1 809	1 319	829	1 587	1 723	971	1 012	
<b>Gás/ CCGT</b>	<b>2 886</b>	<b>3 729</b>	<b>-843</b>	<b>-23%</b>	<b>4 367</b>	<b>7 816</b>	<b>-3 449</b>	<b>-44%</b>	<b>2 253</b>	<b>1 699</b>	<b>3 864</b>	<b>1 943</b>	<b>798</b>	<b>1 779</b>	<b>1 790</b>	
<b>Carvão</b>	<b>1 970</b>	<b>3 150</b>	<b>-1 180</b>	<b>-37%</b>	<b>5 088</b>	<b>3 156</b>	<b>+1 932</b>	<b>61%</b>	<b>1 160</b>	<b>521</b>	<b>1 475</b>	<b>2 665</b>	<b>1 344</b>	<b>1 294</b>	<b>2 451</b>	
Iberia	1 250	2 430	-1 180	-49%	2 618	2 637	-19	-1%	683	521	1 433	1 598	688	820	1 110	
Brasil	720	720			2 470	519	+1 951	376%	477	0	43	1 067	656	474	1 341	
<b>Outros (4)</b>	<b>178</b>	<b>198</b>	<b>-19</b>	<b>-10%</b>	<b>952</b>	<b>1 006</b>	<b>-54</b>	<b>-5%</b>	<b>381</b>	<b>236</b>	<b>389</b>	<b>401</b>	<b>348</b>	<b>235</b>	<b>369</b>	
Portugal	17	17			103	101	+2	2%	34	32	35	37	38	38	27	
Espanha	161	180			849	905	-56	-6%	347	204	355	364	310	197	342	
<b>TOTAL</b>	<b>24 457</b>	<b>26 849</b>	<b>-2 392</b>	<b>-9%</b>	<b>43 165</b>	<b>45 890</b>	<b>-2 725</b>	<b>-6%</b>	<b>18 286</b>	<b>13 705</b>	<b>13 899</b>	<b>18 428</b>	<b>16 613</b>	<b>13 376</b>	<b>13 241</b>	
Do qual:																
Portugal	8 363	11 152	-2 789	-25%	12 006	16 409	-4 403	-27%	6 806	4 382	5 222	6 409	5 337	3 620	3 050	
Espanha	4 894	5 529	-635	-11%	9 196	9 547	-350	-4%	3 317	2 582	3 647	3 256	3 190	2 777	3 228	
Brasil	2 959	2 650	+309	12%	7 315	5 260	+2 055	39%	2 446	1 545	1 268	2 962	2 602	1 715	3 063	
EUA	6 039	5 906	+134	2%	11 464	11 803	-340	-3%	4 491	4 301	3 012	4 830	4 342	4 132	2 990	

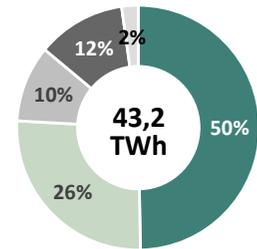
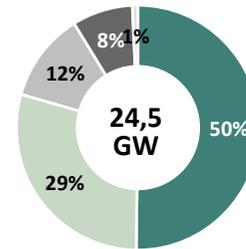
## Capacidade Instalada por País a Set-21



## Detalhe por tecnologia no 9M21

(GW Capacidade & TWh de Produção)

- Eólica & Solar
- Hídrica
- Gás
- Carvão
- Outros



(1) Capacidade Instalada que contribuiu para proveitos operacionais do período; (2) Inclui Polónia, Roménia, França, Bélgica e Itália; (3) Inclui Canadá e México; (4) Inclui Nuclear, Cogeração e Resíduos.

# Redes de Electricidade: Activo e Indicadores de performance

RAB (€ Milhões)	Set-21	Set-20	Δ %	Δ Abs
<b>Portugal</b>	<b>2 833</b>	<b>2 906</b>	<b>-2,5%</b>	<b>-73</b>
Alta / Média Tensão	1 678	1 754	-4,4%	-77
Baixa Tensão	1 156	1 152	0,3%	+4
<b>Espanha</b>	<b>1 891</b>	<b>775</b>	<b>143,9%</b>	<b>+1 116</b>
<b>Brasil (R\$ Milhões)</b>	<b>9 595</b>	<b>8 719</b>	<b>10,0%</b>	<b>+876</b>
<b>Distribuição</b>	<b>5 004</b>	<b>5 004</b>	<b>0,0%</b>	<b>-</b>
EDP Espírito Santo	2 581	2 581	0,0%	-
EDP São Paulo	2 423	2 423	0,0%	-
<b>Transmissão (1)</b>	<b>4 591</b>	<b>3 715</b>	<b>23,6%</b>	<b>+876</b>
<b>RAB TOTAL</b>	<b>6 228</b>	<b>4 996</b>	<b>24,7%</b>	<b>+1 232</b>

Redes	Set-21	Set-20	Δ %	Δ Abs.
<b>Extensão das redes (Km)</b>	<b>377 522</b>	<b>343 837</b>	<b>9,8%</b>	<b>+33 685</b>
Portugal	229 751	228 242	0,7%	+1 510
Espanha	52 532	20 805	152,5%	+31 727
Brasil	95 238	94 790	0,5%	+448
Distribuição	94 753	94 474	0,3%	+278
Transmissão	486	316	53,7%	+170
<b>DTCs (mil)</b>				
Portugal	32	26	22%	+6
Espanha	19	7	172%	+12
<b>Contadores Inteligentes (mil)</b>				
Portugal	3 801	3 077	24%	+725
% do Total	59,8%	48,8%	22,6%	11 p.p.
Espanha	1 372	666	106%	+706

Cientes Ligados (mil)	Set-21	Set-20	Δ %	Δ Abs.
<b>Portugal</b>	<b>6 355</b>	<b>6 306</b>	<b>0,8%</b>	<b>+49</b>
Muito Alta / Alta / Média Tensão	26	26	0,5%	+0
Baixa Tensão Especial	38	37	1,9%	+1
Baixa Tensão	6 291	6 243	0,8%	+48
<b>Espanha</b>	<b>1 375</b>	<b>670</b>	<b>105,0%</b>	<b>+704</b>
Alta / Média Tensão	3	1	118,2%	+1
Baixa Tensão	1 372	669	105,0%	+703
<b>Brasil</b>	<b>3 651</b>	<b>3 574</b>	<b>2,2%</b>	<b>+77</b>
EDP São Paulo	2 005	1 967	2,0%	+38
EDP Espírito Santo	1 645	1 607	2,4%	+39
<b>Total</b>	<b>11 380</b>	<b>10 550</b>	<b>7,9%</b>	<b>+830</b>

Qualidade de serviço	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.
<b>% Perdas</b>				
Portugal	8,4%	8,8%	-3,8%	-0.3 p.p.
Espanha	4,4%	3,7%	20,5%	0.8 p.p.
Brasil				
EDP São Paulo	8,3%	8,6%	-4,2%	-0.4 p.p.
Técnicas	5,8%	5,5%	5,5%	0.3 p.p.
Comerciais	2,5%	3,1%	-21,3%	-0.7 p.p.
EDP Espírito Santo	12,7%	13,0%	-2,5%	-0.3 p.p.
Técnicas	7,9%	8,3%	-4,5%	-0.4 p.p.
Comerciais	4,8%	4,7%	1,2%	0.1 p.p.
<b>Ordens Remotas (% do Total)</b>				
Portugal	51%	50%	3,0%	1,5 p.p.
Espanha	99%	99%	0,5%	0,5 p.p.
<b>Telecontagem (%)</b>				
Portugal	77%	74%	4%	2.7 p.p.
Espanha	100%	100%	0%	0 p.p.

Electricidade distribuída (GWh)	9M21	9M20	Δ %	Δ GWh
<b>Portugal</b>	<b>33 197</b>	<b>32 665</b>	<b>1,6%</b>	<b>+532</b>
Muito Alta Tensão	1 739	1 803	-3,6%	-65
Alta / Média Tensão	15 855	15 446	2,6%	+409
Baixa Tensão	15 604	15 415	1,2%	+188
<b>Espanha</b>	<b>10 603</b>	<b>5 562</b>	<b>90,6%</b>	<b>+5 041</b>
Alta / Média Tensão	7 532	4 001	88,2%	+3 530
Baixa Tensão	3 071	1 561	96,8%	+1 510
<b>Brasil</b>	<b>19 501</b>	<b>17 823</b>	<b>9,4%</b>	<b>+1 678</b>
Clientes livres	9 287	7 960	16,7%	+1 327
Industrial	1 042	1 032	1,0%	+11
Residencial, Comercial, & Outros	9 197	8 831	4,1%	+366
<b>Total</b>	<b>63 302</b>	<b>56 050</b>	<b>12,9%</b>	<b>+7 252</b>

(1) RAB após lesividade (ver nota página 16); (2) Activos financeiros; (3) Alteração de Reporte face a Portugal. Portugal, Espanha e Brasil, consideram a entrada de electricidade na rede de distribuição.

# 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-21	Set-20	Δ %	Δ MW	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.	Set-21	Dez-20	Δ %	Δ Abs.
<b>EDP Renováveis</b>	<b>781</b>	<b>550</b>	<b>42%</b>	<b>+231</b>	<b>-11</b>	<b>-8</b>	<b>26%</b>	<b>-2</b>	<b>827</b>	<b>475</b>	<b>74%</b>	<b>+352</b>
Espanha	156	152										
Estados Unidos	552	398										
Outros	73	0										
<b>EDP Brasil</b>	<b>551</b>	<b>551</b>	<b>0%</b>	<b>-</b>	<b>26</b>	<b>9</b>	<b>179%</b>	<b>+17</b>	<b>359</b>	<b>319</b>	<b>13%</b>	<b>40</b>
Renováveis	551	551										
Distribuição												
<b>P.Ibérica (Ex-eólica) &amp; Outros</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>28</b>	<b>2</b>	<b>1342%</b>	<b>+26</b>	<b>147</b>	<b>147</b>	<b>0%</b>	<b>-0</b>
Geração	10	10										
Redes Reguladas												
Outros												
<b>Instrum. Cap. Próprio a Justo valor</b>									<b>192</b>	<b>185</b>	<b>-</b>	<b>7</b>
<b>Activos detidos para Venda (líquido de passivos)</b>									<b>539</b>	<b>22</b>	<b>-</b>	<b>+517</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1 342</b>	<b>1 111</b>	<b>21%</b>	<b>231</b>	<b>43</b>	<b>3</b>	<b>1464%</b>	<b>40</b>	<b>2 062</b>	<b>1 147</b>	<b>80%</b>	<b>915</b>

Interesses não controláveis	Capacidade Instalada Atribuível - MW (1)				Resultado líquido (2) (€ Milhões)				Valor Contabilístico (€ Milhões)			
	Set-21	Set-20	Δ %	Δ MW	9M21	9M20	Δ %	Δ Abs.	Set-21	Dez-20	Δ %	Δ Abs.
<b>EDP Renováveis</b>	<b>4 628</b>	<b>4 141</b>	<b>12%</b>	<b>487</b>	<b>57</b>	<b>148</b>	<b>-61%</b>	<b>-91</b>	<b>3 398</b>	<b>2 518</b>	<b>35%</b>	<b>+880</b>
<b>Ao nível da EDP Renováveis:</b>	<b>2 253</b>	<b>2 229</b>	<b>1%</b>	<b>24</b>	<b>89</b>	<b>92</b>	<b>-4%</b>	<b>-4</b>	<b>1 344</b>	<b>1 276</b>	<b>5%</b>	<b>68</b>
P. Ibérica	601	589										
América do Norte	1 210	1 209										
Resto da Europa	280	269										
Brasil	162	162										
<b>25,0% atribuíveis ao free-float da EDPR (3)</b>	<b>2 375</b>	<b>1 912</b>	<b>24%</b>	<b>463</b>	<b>-31</b>	<b>56</b>	<b>-</b>	<b>-87</b>	<b>2 054</b>	<b>1 242</b>	<b>65%</b>	<b>812</b>
<b>EDP Brasil</b>	<b>1 644</b>	<b>1 725</b>	<b>-5%</b>	<b>-82</b>	<b>115</b>	<b>80</b>	<b>44%</b>	<b>35</b>	<b>1 008</b>	<b>943</b>	<b>7%</b>	<b>+65</b>
<b>Ao nível da EDP Brasil:</b>	<b>598</b>	<b>598</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>23</b>	<b>14</b>	<b>57%</b>	<b>8</b>	<b>197</b>	<b>178</b>	<b>10%</b>	<b>18</b>
Hídrica	598	598										
Outros	0	0										
<b>44,9% atribuíveis ao free-float da EDP Brasil</b>	<b>1 046</b>	<b>1 127</b>	<b>-7%</b>	<b>-82</b>	<b>92</b>	<b>65</b>	<b>42%</b>	<b>27</b>	<b>811</b>	<b>765</b>	<b>6%</b>	<b>47</b>
<b>Pen. Ibérica (exc. Eólica &amp; Solar) e Outros</b>	<b>115</b>	<b>115</b>	<b>0%</b>	<b>-</b>	<b>28</b>	<b>-5</b>	<b>-</b>	<b>33</b>	<b>127</b>	<b>34</b>	<b>271%</b>	<b>92</b>
<b>TOTAL</b>	<b>6 387</b>	<b>5 981</b>	<b>7%</b>	<b>405</b>	<b>200</b>	<b>222</b>	<b>-10%</b>	<b>-23</b>	<b>4 533</b>	<b>3 496</b>	<b>30%</b>	<b>1 037</b>

Provisões (Líquido de imposto)	Benefícios aos empregados (€ M)			
	Set-21	Dez-20	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	0	0	8%	0
EDP Brasil	94	93	1%	1
Pen. Ibérica (exc. Eólica & Solar) e Outros	775	873	-11%	-98
<b>TOTAL</b>	<b>869</b>	<b>966</b>	<b>-10%</b>	<b>-97</b>

(1) MW atribuível a empresas associadas & Joint ventures e a interesses não-controláveis; (2) Resultado líquido atribuível a empresas associadas & JV e a interesses não-controláveis; (3) 17,4% em Sep-20.

# Desempenho de Sustentabilidade

Ambiente	9M21	9M20	Δ %
<b>Geração renovável (%)</b>	<b>76%</b>	<b>74%</b>	<b>3%</b>
<b>Emissões</b>			
Emissões esp. de âmbito 1 e 2 (gCO <sub>2</sub> /kWh)	167	122	37%
Emissões GEE de âmbito 1 (ktCO <sub>2</sub> eq)	6 651	5 545	20%
Emissões GEE de âmbito 2 (ktCO <sub>2</sub> eq) (2)	494	540	-9%
<b>Qualidade do Ar</b>			
Emissões NOx (kt)	5,62	3,68	53%
Emissões SO <sub>2</sub> (kt)	8,90	2,95	201%
Emissões de Partículas (kt)	0,92	0,64	43%
<b>Gestão da Água</b>			
Total de água doce captada (103m <sup>3</sup> )	10 531	7 227	46%
Total de água doce consumida (103m <sup>3</sup> )	9 442	6 575	44%
<b>Gestão do Carvão &amp; Resíduos</b>			
Total de resíduos encaminhados para destino final (	200 855	128 160	57%
Eliminação total de resíduos de combustão de carvão	18 216	2 872	534%
Taxa média de valorização de resíduos (%)	89%	96%	-8%
<b>Matérias ambientais (k€)</b>			
Investimentos	61 670	42 995	43%
Gastos	181 904	167 391	9%
Multas e Penalidades Ambientais	19	3	550%

Modelo de negócio & Inovação	9M21	9M20	Δ %
------------------------------	------	------	-----

Mobilidade Sustentável	9M21	9M20	Δ %
Electrificação da frota ligeira (%)	12%	10%	19%
Pontos de carregamento eléctrico (#)	2 906	1 320	120%
Clientes c/ soluções de mob. eléctrica (# m)	38 747	15 187	155%
<b>Novas oportunidades de negócio</b>			
Contad. inteligentes na Pen. Ibérica (%)	89%	54%	64%
Proveitos Serviços Energia/Vol. Neg. (%)	9%	8%	17%
Proveitos de Serv. de Ef. Energética (k€)	270 417	171 965	57%

Economia baixo carbono	9M21	9M20	Δ %
EBITDA em Renováveis (%)	57%	60%	-5%
CAPEX em Renováveis (%)	74%	71%	3%
Receitas do Carvão (%)	5%	5%	3%

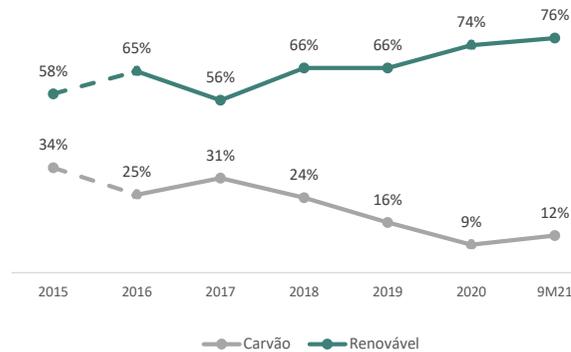
Capital Humano	9M21	9M20	Δ %
----------------	------	------	-----

Emprego	9M21	9M20	Δ %
Colaboradores (#)	12 232	11 607	5%
Colaboradores femininos (%)	26%	26%	2%
Índice de rotatividade ou turnover	9,8%	7,1%	38%

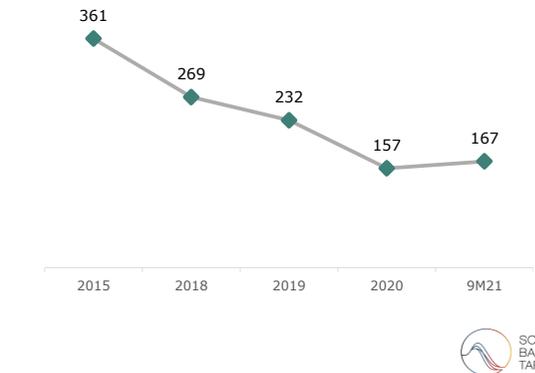
Formação	9M21	9M20	Δ %
Total de horas (h)	234 471	156 771	50%
Colaboradores com formação (%)	99%	88%	12%
Investimento directo com formação (k€)	2 135	1 719	24%

Prevenção e Segurança	9M21	9M20	Δ %
Acidentes com dias perdidos EDP (3)	15	11	36%
Acidentes c/ dias perdidos com Prest. de Serv. Exter	102	69	48%
Acidentes fatais de trabalho EDP	0	0	n.a.
Acidentes fatais de trabalho PSE	6	3	100%
Índice Frequência EDP	0,89	0,67	33%
Índice Frequência PSE	2,11	1,86	13%

## % Renováveis e Carvão na Geração



## Emissões de CO<sub>2</sub> Específicas (g/kWh)



## Objectivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS)



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

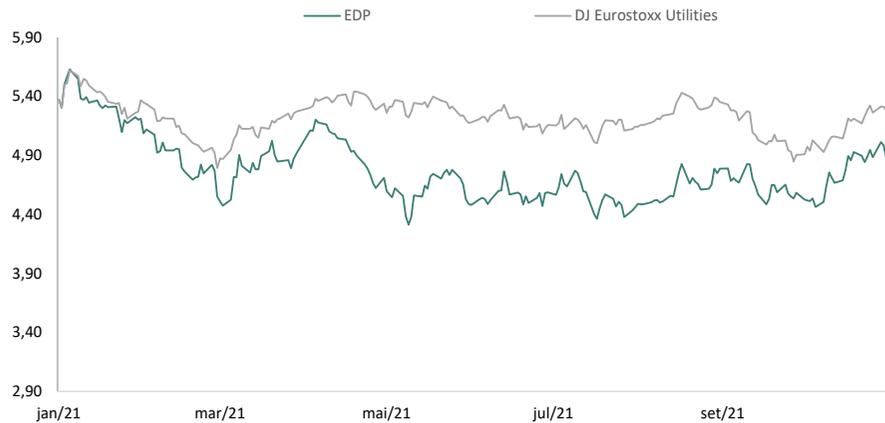
Para mais informações por favor visite o nosso ESG Performance Report



(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 ocorridos no local e tempo de trabalho ou em trajecto, com 1 ou mais dias de ausência e os acidentes fatais.

# Desempenho da EDP em bolsa

## Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



## Principais Eventos EDP

- 04-Jan:** EDP assegura CAEs para dois projectos solares com 275 MW nos EUA
- 18-Jan:** EDP chega a acordo para aquisição de 85% de uma plataforma de solar distribuído nos EUA
- 25-Jan:** EDP fixa o preço para emissão de instrumentos de dívida green subordinada
- 27-Jan:** EDP assegura contratos de longo-prazo em 187 MW nos leilões de energia renovável em Espanha e Itália
- 12-Fev:** EDP entra no mercado da Hungria com um projecto solar de 50 MW
- 01-Mar:** EDP assegura CAE para projecto eólico com 204 MW nos EUA
- 02-Mar:** EDPR planeia aumento de capital sem direitos de preferência no montante de c.€1,5 mil Milhões
- 03-Mar:** Conclusão do ABB e aprovação do Cons. de Adm. da EDPR relativo à proposta de aumento de capital de c.€1,5 mM
- 16-Mar:** Standard & Poors sobe rating da EDP para "BBB" com outlook estável
- 22-Mar:** EDP assina acordo de Build and Transfer para projecto solar de 200 MWac nos EUA
- 09-Abr:** EDP anuncia transacção de Rotação de Activos de portfólio eólico de 405 MW nos EUA por um EV (100%) de \$0,7 MM
- 14-Abr:** Pagamento de Dividendos - Exercício 2020
- 16-Abr:** Conclusão do aumento de capital de c.€1,5 mil milhões da EDPR
- 26-Abr:** EDP assegura CAE para projecto eólico com 40 MW em Espanha
- 11-Mai:** Moody's revê outlook para positivo
- 12-Mai:** Fitch sobe rating da EDP para 'BBB' com outlook estável
- 28-Mai:** EDP entra no mercado Chileno com um portfólio eólico e solar com 628 MW
- 30-Jun:** EDPR entra no Vietname com projecto solar PV de 28 MWac
- 30-Jun:** Ocean Winds assegura CfD de 25 anos para 369,5 MW de projectos offshore na Polónia
- 30-Jun:** EDP Energias do Brasil vence 1 lote no leilão de transmissão nº 1/2021
- 1-Jul:** EDP conclui transacção de Rotação de Activos de portfólio eólico de 405 MW nos EUA
- 1-Jul:** Resultados e pricing das ofertas de venda em dinheiro de valores mobiliários representativos de dívida
- 20-Jul:** EDP vende défice tarifário em Portugal por €503 milhões
- 21-Jul:** EDP entra no mercado onshore do Reino Unido com um portfólio eólico e solar de 544 MW
- 21-Jul:** Acordo de Rotação de activos de portfólio eólico com 221 MW
- 27-Jul:** EDP assegura CAE a 25 anos para projecto Solar de 200 MWac nos EUA
- 04-Ago:** EDP assina transacção de rotação de activos para portefólio eólico com 149 MW por um EV de €303 milhões
- 06-Set:** EDP fixa o preço de emissão de instrumentos representativos de dívida green subordinada no montante de EUR 1.250 milhões
- 07-Set:** EDP é atribuída com CAE para projecto eólico de 120 MW no leilão de energia renovável no Chile
- 08-Set:** EDP anuncia aumento de participação para 80% em transacção de rotação de activos de 405 MW nos EUA
- 16-Set:** EDP assegura CAE para 127,5 MW de capacidade solar e eólica em Espanha
- 20-Set:** EDP assegura CAE a 15 anos para projecto eólico de 297 MW no Canadá
- 14-Out:** EDP Brasil compra negócio de transmissão da CELG
- 16-Out:** ERSE apresenta proposta de tarifas de electricidade para 2022 e parâmetros regulatórios para 2022-2025
- 19-Out:** Rotação de activos de lotes de transmissão no Brasil
- 25-Out:** EDP assegura CAE de 15 anos para projecto solar de 209 MW no Brasil
- 25-Out:** EDP Brasil anuncia programa de compra de acções próprias e processo de venda de centrais hídricas

EDP em bolsa	YTD <sup>1</sup>	52W 04/11/2021	2020
<b>Cotação da EDP (Euronext Lisboa - €)</b>			
Fecho	4,865	4,865	5,156
Máximo	5,66	5,66	5,324
Minímo	4,212	4,167	2,9262
Média	4,787	4,758	4,084
<b>Liquidez da EDP na Euronext Lisboa</b>			
Volume de negócios (€ Milhões)	7 090	8 429	10 529
Volume de negócios médio diários (€ Milhões)	33	33	41
Volume transaccionados (milhões de acções)	1 481	1 772	2 578
Volume médio diário (milhões de acções)	6,86	6,87	10,03

Dados Acções EDP (milhões)	9M21	9M20	Δ %
Total de acções (2)	3 965,7	3 656,5	8%
Acções próprias	19,0	21,1	-10%

## Direcção de Relação com Investidores

Miguel Viana, Director  
 Catarina Novais  
 Pedro Gonçalves Santos  
 Pedro Morais Castro  
 José Maria Oom  
 Lourenço Alves

Tel: +351 21 001 2834  
 Email: [ir@edp.com](mailto:ir@edp.com)  
 Site: [www.edp.com](http://www.edp.com)

(1) 1-Jan-2020 até 28-Jul-2021. (2) Em Ago-20, a EDP concluiu o aumento de capital reservado a accionistas, com emissão de acções, alterando o número total de acções emitidas de 3.656.537.715 para 3.965.681.012.