

Relatório de Resultados

1T25



8 de maio de 2025

Conteúdo

Índice

Destaques do 1T25	3
Base de Ativos	4
Desempenho Operacional	5
Desempenho Financeiro	6
Fluxo de Caixa e Investimentos	7
Dívida Líquida	8
Plataformas de Atividade	9
Europa (EUR)	10
América do Norte (USD)	11
América do Sul (EUR)	12
APAC (EUR)	13
Balanço & Demonstrações Financeiras	14
EDPR: Balanço	15
EDPR: Demonstração de Resultados por Região	16
EDPR Europa: Demonstração de Resultados por País	17
Performance ESG	18
Desempenho Ambiental	19
Desempenho Social	20
Classificações ESG	21
Anexos	22
Enquadramentos Regulatórios	23
Ocean Winds	24
Evolução da Cotação da Ação e Estrutura Acionista	25

Detalhes de Conferência Telefónica & Webcast

Data: Quinta-feira, 8 de maio, 2025, 16:00 CET | 15:00 Reino Unido/Lisboa

Webcast: www.edpr-investors.com

Dial-in telefónico: RU: +44 20 3481 4242 | EUA: +1 848 777 1350 | ES: +34 91 787 4393

Para receber o ID pessoal, registe-se com antecedência

Relação com Investidores

Email: ir@edpr.com
Site: www.edpr-investors.com
Telefone: +34 900 830 004

EDP Renováveis, S.A.
Sede: Plaza del Fresno, 2
33008 Oviedo, Espanha

LEI: 529900MUF AH07QITAX06
C.I.F. n.º A-74219304

Informação Importante

Em fevereiro de 2024, a EDPR concluiu uma transação de rotação de ativos nos EUA de uma participação de 80% num portefólio solar de 340 MWac. A desconsolidação tax equity foi contabilizada em 2023, enquanto que a desconsolidação dos MW e proveitos de equity assim como os ganhos de capital foram contabilizados no 1T24.

Em abril de 2024, a EDPR concluiu um negócio de rotação de ativos no Canadá, que havia sido anunciado pela primeira vez em fevereiro de 2024, para uma participação de 80% num projeto eólico onshore de 297 MW. A desconsolidação de MWs e dívida, assim como os ganhos de capital, foram contabilizados no 1T24, enquanto que os proveitos de equity recebidos em abril de 2024 foram contabilizados apenas no 2T24. A desconsolidação de TEI espera-se que seja realizada até ao final do 2025.

A EDPR contabilizou os ganhos de capital da transação de rotação de ativos na Polónia durante os 3T24, tendo recebido e apenas contabilizando os proveitos da RdA no 4T24.

Os preços e vendas de electricidade de 2024 foram ajustados para refletir a reclassificação de COGS nos EUA e Brasil. As figuras de 2024 em Singapura foram também ajustadas para ajustar o impacto do efeito de coberturas.

Destaques do 1T25

O EBITDA recorrente da EDPR aumentou +5% em termos homólogos para €477M no primeiro trimestre de 2025, não incluindo ganhos de rotação de ativos no período (vs. €58M de ganhos de rotação de ativos no primeiro trimestre de 2024). Excluindo os ganhos de rotação de ativos, **o EBITDA recorrente subjacente aumentou +20% ou +€81M vs. primeiro trimestre de 2024**, impulsionado por um crescimento de +5% nas vendas de eletricidade (produção +10% e preço médio de venda -5%, em termos homólogos), incluindo também um aumento de +€41M nos proventos de parcerias institucionais nos EUA (produção +20% em termos homólogos, capacidade instalada +1.5 GW nos EUA), maior eficiência operacional (com o Core Opex ajustado/MW médio -9% vs. primeiro trimestre de 2024) e outros custos operacionais líquidos mais baixos face ao período homólogo.

O resultado líquido recorrente foi de €66M. Excluindo ganhos de rotação de ativos, **o resultado líquido recorrente subjacente aumentou +€44M frente ao primeiro trimestre de 2024 (triplicando em termos homólogos)**, impulsionado pelo referido crescimento de +20% do EBITDA recorrente subjacente, menores resultados atribuíveis a interesses não controlados, parcialmente anulados por um maior nível de amortizações e custos financeiros.

Nos últimos 12 meses, as adições brutas de capacidade totalizaram +3,4 GW, com a Europa e a América do Norte contribuindo com 83% do crescimento e 72% oriundas de capacidade solar. A EDPR também vendeu, através de acordos de rotação de ativos, 0,2 GW na Itália (em junho) e 0,2 GW na Polónia (em setembro) de capacidade eólica e solar. A EDPR tem pendentes duas transações de rotação de ativos assinadas, em Espanha e nos EUA com acordos já assinados, cuja conclusão é esperada antes do verão.

A mar-25, a capacidade em construção era de 2,4 GW (+0,4 GW desde dez-24), sobretudo relativa aos 2GW de adições de capacidade esperada em 2025, e alguma capacidade a ser adicionada em 2026. Os 2 GW de adições de capacidade para 2025 encontram-se todos em construção, sendo 80% na Europa e nos EUA, e espera-se que 70% desta capacidade seja comissionada no último trimestre do ano.

O índice de renováveis da EDPR, que reflete desvios dos recursos renováveis vs. média de longo prazo do Gross Capacity Factor (GCF), foi de 101% no primeiro trimestre de 2025 (vs. 98% no primeiro trimestre de 2024), principalmente devido à recuperação dos recursos no continente norte-americano, parcialmente neutralizada pelos recursos europeus mais fracos, com o mês de fevereiro particularmente baixo em termos de recurso eólico.

No geral, a produção da EDPR aumentou +10% em termos homólogos para 10,9 TWh, com a Europa e a América do Norte representando mais de 80% da produção total. Apesar do aumento da capacidade solar nos últimos 12 meses, **a produção eólica continua a ser a maior fonte de energia**, contribuindo com 82% da produção total.

O preço médio de venda foi de €57,1/MWh (-5% vs. primeiro trimestre de 2024), impulsionado por uma queda de -6% no preço médio de venda na Europa e uma queda de -10% na América do Sul (em moeda local), parcialmente compensada por um aumento de +12% no preço médio de venda na América do Norte em USD.

As receitas aumentaram +21% em termos homólogos para €763M, impulsionadas pelo aumento de +5% nas vendas de eletricidade para €624M e pelo aumento de +€41M nos proventos de parcerias institucionais nos EUA.

Outros proventos operacionais foram de €15M (vs. €84M no primeiro trimestre de 2024), principalmente impulsionados pela ausência de ganhos de rotação de ativos no período vs. os €58M de ganhos no período homólogo, provenientes de duas transações de rotação de ativos na América do Norte. **Os custos operacionais aumentaram em termos absolutos para €324M**, principalmente impulsionados pelo maior nível de capacidade instalada, no entanto, em termos relativos, **o Core Opex aj./MW médio** (que inclui fornecimentos e serviços, assim como custos com pessoal) **diminuiu -9% em termos homólogos, devido ao forte esforço na estratégia de controlo de custos e foco na eficiência de gestão**.

Os resultados financeiros totalizaram €125M no primeiro trimestre do ano, +€17M do primeiro trimestre do ano anterior em linha com a maior dívida bruta e um ligeiro aumento no custo da dívida para 4,8% (vs. 4,7% no período homólogo).

Ao nível do resultado líquido, há um impacto de -€13M de itens não recorrentes, na linha de Depreciações e Amortizações, relacionado com a depreciação acelerada do projeto eólico Meadow Lake IV nos EUA, com um plano de re-potenciação em curso baseado em fundamentos sólidos.

O investimento bruto totalizou €0,6MM no primeiro trimestre de 2025 (-17% em termos homólogos), com >80% do Capex investido na Europa e América do Norte, refletindo o foco contínuo da EDPR nos seus mercados principais de baixo risco.

Os investimentos líquidos de expansão diminuíram -9% em termos homólogos para €0,9MM, principalmente devido ao menor Capex face ao primeiro trimestre do ano anterior e €74M de proventos de Tax Equity.

A dívida líquida totalizou €8,9MM, um aumento de +€0,6MM vs. dez-24, refletindo os investimentos em caixa feitos no período, parcialmente compensados por uma geração de fluxo de caixa orgânico mais forte de +€81M frente ao mesmo período do ano anterior.

De acordo com o planeado, o impacto na redução de dívida resultante das receitas de Tax Equity nos EUA e do programa de vendas por rotação de ativos de 2025 deverá concentrar-se no segundo semestre.

Após o sucesso dos últimos dois programas de Scrip Dividend, a EDPR anunciou a sua **intenção de continuar a oferecer aos seus acionistas este mecanismo de remuneração, ajudando a sustentar uma maior opcionalidade em termos de rendimento para os seus acionistas**.

Para o Scrip Dividend de 2025, as ações da EDPR ficaram sem-direitos a 16 de abril de 2025 e os acionistas tiveram as opções entre receber novas ações bônus (1 ação bônus por 90 direitos de incorporação), receber um montante de €0,084 por direito de incorporação, ou uma combinação de ambas as opções. A liquidação dos direitos de incorporação vendidos à EDPR está prevista ocorrer a 12 de maio de 2025 e a emissão das novas ações da EDPR e sua admissão à negociação a 14 de maio de 2025.

Dados Operacionais	1T25	1T24	Δ YoY
EBITDA MW	17.801	15.301	+2.500
MW Consolidados por Equity	1.530	1.197	+333
Capacidade Instalada (EBITDA MW + Equity MW)	19.331	16.498	+2.833
Fator de utilização (%)	32,6%	32,5%	+0,03pp
Produção (GWh)	10.925	9.921	+10%
Preço Médio de Venda (€/MWh)	57,1	60,0	(5%)

Demonstração de Resultados (€M)	1T25	1T24	Δ YoY
Receitas	763	632	+21%
Outros proventos/(custos) operacionais	(308)	(189)	+63%
Ganhos/(perdas) em associadas	21	11	+89%
EBITDA	476	454	+5%
EBITDA/Receitas	62%	72%	(9pp)
D&A, Imparidades e Provisões	(235)	(195)	+21%
EBIT	241	259	(7%)
Resultados Financeiros	(125)	(108)	+16%
Impostos	(41)	(37)	+12%
Interesses não controláveis	(23)	(46)	(50%)
Resultado Líquido (Acionistas EDPR)	52	68	(24%)
EBITDA Recorrente	477	454	+5%
EBITDA Recorrente ex. ganhos de rotação de ativos	477	396	+20%
Resultado Líquido Recorrente	66	68	(4%)

Fluxo de Caixa (€M)	1T25	1T24	Δ YoY
EBITDA	476	454	+5%
Itens não Caixa, Impostos e Variações de FdM	(221)	(229)	(4%)
Fluxo gerado pelas Operações	256	225	+14%
Juros, Parceiros e Outros	(115)	(166)	(30%)
Fluxo de Caixa Orgânico	140	59	+137%
Investimento Líquido de Expansão	(857)	(937)	(9%)
Dividendos pagos aos Acionistas da EDPR	-	-	-
Forex e Outros	72	(54)	-
Redução / (Aumento) da Dívida Líquida	(645)	(932)	(31%)

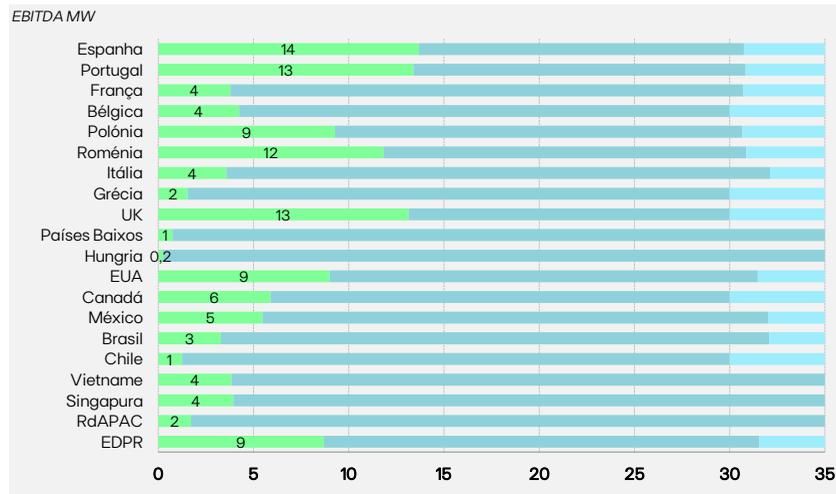
Atividade de Investimento (€M)	1T25	1T24	Δ YoY
Capex	610	731	(17%)
Investimentos financeiros (líquido)	(0,2)	28	-
Investimento bruto	609	759	(20%)
(-) Proventos de RdA	-	(338)	-
(-) Proventos de TEI	(74)	(25)	-
Outros	322	540	(40%)
Investimento Líquido de Expansão	857	937	(9%)

Dívida (€M)	mar-25	dez-24	Δ
Dívida Líquida	8.924	8.278	+645
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses	5,7x	5,4x	+0,3x
Dívida Líquida/EBITDA Recorrente últimos 12 meses	5,2x	4,9x	+0,3x

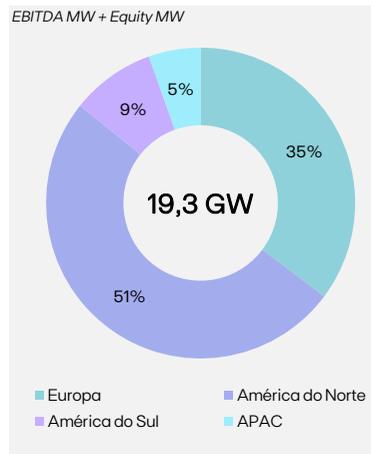
Base de Ativos

Capacidade Instalada (MW)	mar-25	YoY	T25 ⁽¹⁾			Em Construç.
			Adições	RdA/Descom.	Δ YTD	
EBITDA MW						
Espanha	2.335	+293	-	-	-	308
Portugal	1.413	-	-	-	-	61
França	280	+35	-	-	-	65
Bélgica	11	-	-	-	-	-
Polónia	621	(177)	-	-	-	-
Roménia	570	+49	-	-	-	-
Itália	509	+96	-	-	-	125
Grécia	150	+70	-	-	-	58
UK	5	-	-	-	-	50
Países Baixos	49	+29	-	-	-	-
Hungria	74	+74	-	-	-	-
Germany	-	-	-	-	-	58
Europa	6.014	+468	-	-	-	726
EUA	8.419	+1.454	-	(3)	(3)	1.128
Canadá	130	-	-	-	-	-
México	496	-	-	-	-	-
América do Norte	9.044	+1.454	-	(3)	(3)	1.128
Brasil	1.619	+455	-	-	-	124
Colômbia	-	-	-	-	-	-
Chile	83	-	-	-	-	-
América do Sul	1.702	+455	-	-	-	124
Vietname	402	-	-	-	-	-
Singapura	376	+51	+14	-	+14	31
RoAPAC	261	+72	+5	-	+5	19
APAC	1.040	+123	+18	-	+18	50
Total EBITDA MW	17.801	+2.500	+18	(3)	+16	2.027
Consolidado por Equity (MW)						
Espanha	120	-	-	-	-	-
Portugal	28	(3)	-	-	-	-
Resto da Europa	652	+340	-	-	-	309
Europa	800	+338	-	-	-	309
EUA	660	-	-	-	-	-
Canadá	59	-	-	-	-	-
América do Norte	719	-	-	-	-	-
RoAPAC	11	(5)	-	-	-	36
APAC	11	(5)	-	-	-	36
Total Cons. por Equity MW	1.530	+333	-	-	-	345
Total EBITDA + Cons. por Eq. MW	19.331	+2.833	+18	(3)	+16	2.373

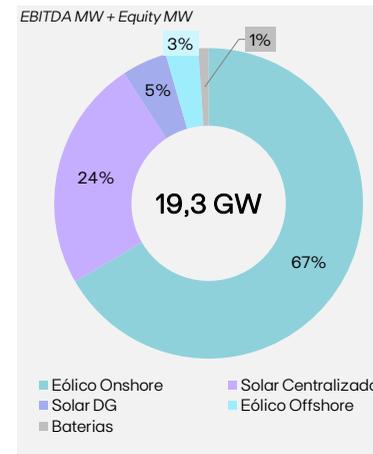
Vida Média e Residual dos Ativos por País



Capacidade Instalada por Região



Capacidade Instalada por Tecnologia



Nota: A capacidade solar e fatores de utilização solar são reportados em MWac
(1) Var. YTD considera a descomissionamento de 3 MW na América do Norte.

Desempenho Operacional

Fator Utilização	1T25	1T24	Δ YoY
Europa	27,9%	32,9%	(5,1pp)
América do Norte	37,1%	35,0%	+2,1pp
América do Sul	30,4%	28,6%	+1,8pp
APAC	15,9%	17,2%	(1,2pp)
EDPR	32,6%	32,5%	+0,03pp

Produção de Eletricidade (GWh)	1T25	1T24	Δ YoY
Europa	3.147	3.580	(12%)
América do Norte	6.488	5.398	+20%
América do Sul	946	607	+56%
APAC	344	336	+2%
EDPR	10.925	9.921	+10%

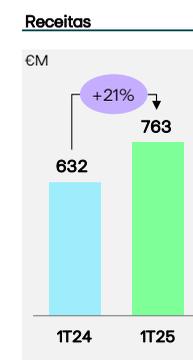
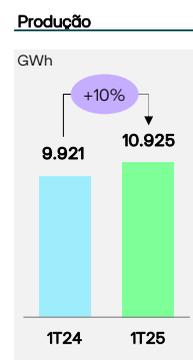
Vendas de Eletricidade (€M)	1T25	1T24	Δ YoY
Europa	264	320	(17%)
América do Norte	301	217	+38%
América do Sul	29	24	+21%
APAC	31	31	+1%
EDPR ⁽¹⁾	624	595	+5%

Receitas (€M)	1T25	1T24	Δ YoY
Europa	279	320	(13%)
América do Norte	424	274	+55%
América do Sul	25	18	+41%
APAC	31	33	(4%)
EDPR ⁽¹⁾	763	632	+21%

Proveitos com Parcerias Institucionais (€M)	1T25	1T24	Δ YoY
Proveitos com Parcerias Institucionais	114	73	+56%

Índ. de Renováveis (vs Média esp. de LP para GCF)	1T25	1T24	Δ YoY
Europa	93%	102%	(10pp)
América do Norte	107%	97%	+10pp
América do Sul	96%	83%	+14pp
APAC	-	-	-
EDPR	101%	98%	+3pp

Preço Médio de Venda (por MWh)	1T25	1T24 ⁽²⁾	Δ YoY
Europa	€84,0	€89,4	(6%)
América do Norte	\$48,8	\$43,7	+12%
Brasil	R\$186,7	R\$208,4	(10%)
APAC	€90,0	€91,2	(1%)
Preço Médio de Venda EDPR	€57,1	€60,0	(5%)



Nota: O Desempenho Operacional apenas considera a capacidade consolidada ao nível de EBITDA.

(1) As diferenças entre o Total e a soma das plataformas correspondem à Holding Corporativa.

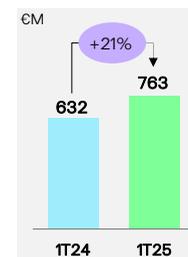
(2) Preços de 1T24 reformulados.

Desempenho Financeiro

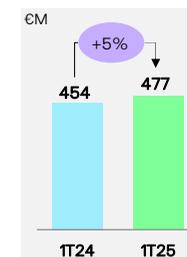
Das Receitas ao EBITDA (€M)	1T25	1T24	Δ %
Receitas e custos com vendas de electricidade	649	558	+16%
Proveitos com Parcerias Institucionais	114	73	+56%
Receitas	763	632	+21%
Outros proveitos operacionais	15	84	(82%)
Custos Operacionais	(324)	(273)	+19%
Fornecimentos e serviços externos (FSE)	(120)	(115)	+4%
Custos com pessoal (CP)	(71)	(67)	+6%
Outros custos operacionais	(132)	(90)	+46%
Ganhos/(perdas) em associadas	21	11	+89%
EBITDA	476	454	+5%
EBITDA Recorrente	477	454	+5%
Provisões	(0,2)	0,01	-
Depreciações, Amortizações e Imparidades	(246)	(199)	+24%
Amortização dos proveitos diferidos (government grants)	12	5	+145%
EBIT	241	259	(7%)
Resultados Financeiros	(125)	(108)	+16%
Juros Financeiros	(113)	(85)	+33%
Custos com parcerias com investidores institucionais	(26)	(21)	+24%
Custos financeiros capitalizados	26	38	(32%)
Diferenças Cambiais e Derivados	(4)	(26)	(86%)
Outros	(8)	(14)	(42%)
Resultados antes de Impostos e CESE	116	151	(23%)
IRC e impostos diferidos ⁽¹⁾	(41)	(37)	+12%
Resultado Líquido do Exercício	75	114	(34%)
Interesses não controláveis	(23)	(46)	(50%)
Resultado Líquido (Acionistas EDPR)	52	68	(24%)
Resultado Líquido Recorrente	66	68	(4%)

Rácios de Eficiência e Rentabilidade	1T25	1T24	Δ YoY
Core Opex Anualizado/MW médio (€m)	44,8	50,1	(11%)
Core Opex Aj. Anualizado/MW médio (€m) ⁽²⁾	41,9	46,2	(9%)
Core Opex/MWh (€)	17,5	18,4	(5%)
Margem EBITDA Recorrente	62%	72%	(9pp)
EBITDA Recorrente/MW médio (€m)	27,9	31,1	(10%)

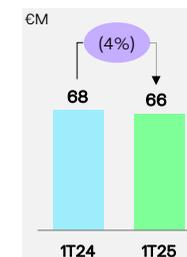
Receitas



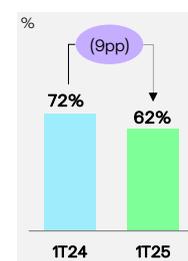
EBITDA Recorrente



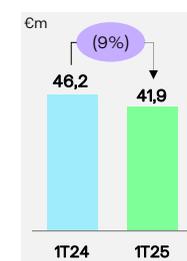
Resultado Líquido Recorrente



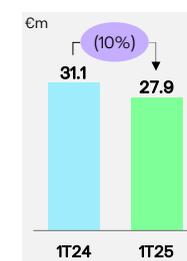
Margem EBITDA Rec.



Core Opex Aj. Anual./MW méd.



EBITDA Rec./MW méd.



(1) Inclui €3M de contribuições extraordinárias para o setor energético (CESE).

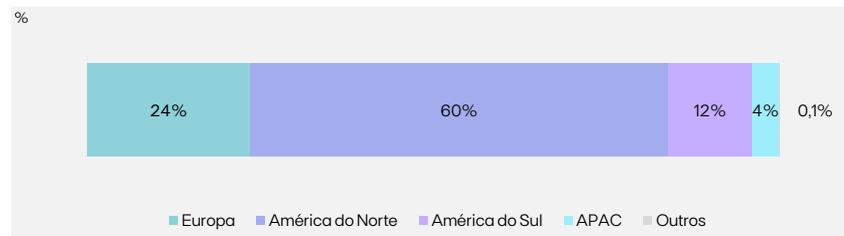
(2) Ajustado por custos offshore, service fees e one-offs. Nota: Core Opex = Fornecimentos e serviços externos + Custos com pessoal

Fluxo de Caixa e Investimentos

Fluxo de Caixa (€M)	1T25	1T24	Δ %
EBITDA	476	454	+5%
Itens que Não Caixa	(127)	(84)	+50%
Impostos Pagos	(16)	(24)	(32%)
Variações de Fundo de Maneio	(78)	(121)	(36%)
Fluxo gerado pelas Operações ⁽¹⁾	256	225	+14%
Juros Financeiros Pagos	(27)	(93)	(71%)
Parcerias	(65)	(54)	+21%
Outros ⁽²⁾	(23)	(19)	+23%
Fluxo de Caixa Orgânico	140	59	+137%
Investimento Líquido de Expansão	(857)	(937)	(9%)
Dividendos pagos aos Acionistas da EDPR	-	-	-
Forex	59	(46)	-
Outros (inclui efeitos não recorrentes) ⁽³⁾	13	(9)	-
Redução / (Aumento) da Dívida Líquida	(645)	(932)	(31%)

Investimentos (€M)	1T25	1T24	Δ %
Capex Total	610	731	(17%)
Europa	144	113	+28%
América do Norte	367	489	(25%)
América do Sul	74	106	(30%)
APAC	24	23	+3%
Outros	0,5	1	(16%)
Investimentos financeiros (líquido)	(0,2)	28	-
Investimento bruto	609	759	(20%)
(-) Proveitos de RdA	-	(338)	-
(-) Proveitos de TEI	(74)	(25)	-
Outros ⁽⁴⁾	322	540	(40%)
Investimento Líquido de Expansão	857	937	(9%)

Capex por Região



Ativos fixos tangíveis (€M)	mar-25	dez-24	Δ €
Ativos fixos tangíveis (líquidos)	21.840	22.026	(185)
(-) Ativos fixos tangíveis em desenvolvimento ⁽⁵⁾	5.645	5.448	+197
(+) Amortizações e imparidades acumuladas	9.314	9.288	+26
(-) Subsídios ao investimento	716	728	(12)
(=) Capital investido em ativos existentes	24.793	25.138	(345)

(1) Nome mudado de "Fluxo Recorrente de Atividades Operacionais", mas o racional por detrás dos valores mantém-se igual.

(2) Inclui Pagamentos de Leases, Capex e outros.

(3) Inclui outros custos financeiros e outros ajustes one-off.

(4) Inclui Empréstimos com Interesses não Controláveis, Variações no Fundo de Maneio relacionado com Fornecedores de Imobilizado, efeitos de reclassificação de ganhos com rotação de ativos e outros.

(5) Nome mudado de "Ativos fixos tangíveis em fase de construção", mas o racional por detrás dos valores mantém-se igual.

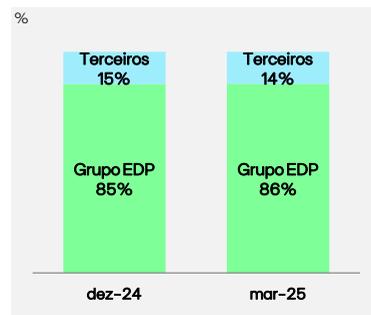
Dívida Líquida

Dívida Líquida (€M)	mar-25	dez-24	Δ €
Dívida Financeira Nominal	9.703	9.414	+289
Div. com Terceiros	1.406	1.366	+40
Div. com Grupo EDP	8.298	8.048	+249
Accrued Interest	135	109	+27
Depósitos Colaterais	(42)	(40)	(2)
Dívida Financeira + Juros a liquidar	9.796	9.483	+314
Caixa e Equivalentes	(867)	(1.196)	+328
Custos Diferidos	(7)	(9)	+2
Empréstimos a Empresas do grupo EDP e outros	1	0,2	+1
Dívida Líquida	8.924	8.278	+645

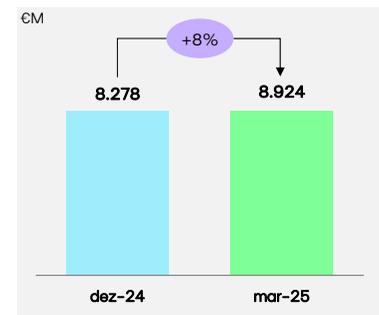
Dívida Média (€M)	1T25	2024	Δ %
Dívida Financeira Nominal Média	9.486	8.297	+14%
Dívida Líquida Média	8.842	7.487	+18%

Rácio de Dívida Líquida (x)	mar-25	dez-24	Δ
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses	5,7x	5,4x	+0,3x
Dívida Líquida/EBITDA Recorrente últimos 12 meses	5,2x	4,9x	+0,3x

Dívida Financeira Nominal por Contraparte

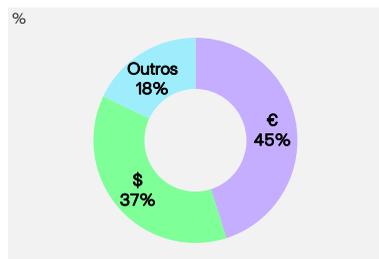


Dívida Líquida

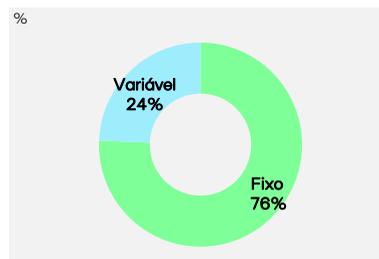


Análise da Dívida Financeira Nominal

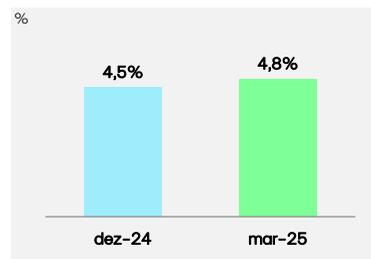
por Divisa



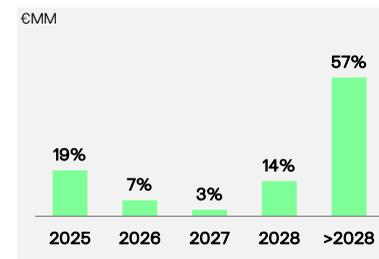
por Tipo



Custo méd. da dívida



por Maturidade





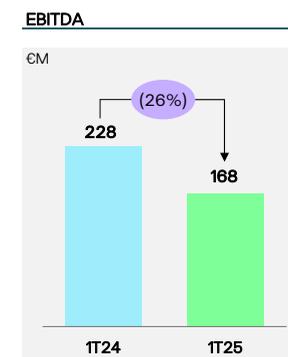
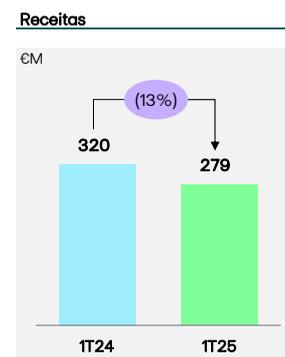
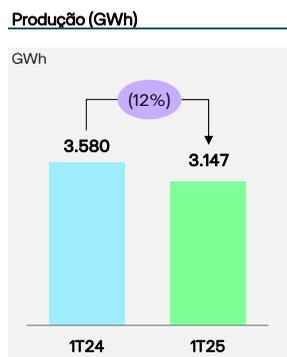
Plataformas de Atividade

Europa (EUR)

Indicadores Operacionais

	EBITDA MW			Fator Utilização			Produção (GWh)			Preço Médio de Venda (€/MWh)			Vendas de Eletricidade (€M)		
	1T25	1T24	Δ YoY	1T25	1T24	Δ YoY	1T25	1T24	Δ YoY	1T25	1T24	Δ YoY	1T25	1T24	Δ YoY
Espanha	2.335	2.042	+293	28,3%	31,2%	(2,9pp)	1.288	1.325	(3%)	69,1	75,3	(8%)	89	100	(11%)
Portugal	1.413	1.413	-	29,9%	34,2%	(4,3pp)	870	908	(4%)	77,7	88,2	(12%)	68	80	(16%)
França	280	244	+35	25,0%	31,4%	(6,3pp)	142	166	(15%)	72,7	77,5	(6%)	10	13	(20%)
Bélgica	11	11	-	28,2%	44,6%	(16,4pp)	6	10	(38%)	73,2	33,8	+117%	0,4	0,3	+35%
Polónia	621	798	(177)	28,3%	39,1%	(10,8pp)	358	512	(30%)	107,3	108,3	(1%)	38	56	(31%)
Roménia	570	521	+49	25,7%	32,1%	(6,4pp)	289	365	(21%)	127,0	105,6	+20%	37	39	(5%)
Itália	509	412	+96	23,9%	31,4%	(7,5pp)	129	259	(50%)	128,0	115,8	+11%	17	30	(45%)
Grécia	150	80	+70	22,1%	25,0%	(2,9pp)	55	30	+80%	78,6	65,8	+19%	4	2	+114%
UK	5	5	-	25,5%	21,8%	+3,7pp	3	3	(19%)	173,4	319,1	(46%)	0,4	1	(56%)
Hungria ⁽¹⁾	74	-	+74	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Países Baixos	49	21	+29	7,8%	-	-	8	1	-	75,1	53,6	+40%	1	0,1	-
Europa	6.014	5.546	+468	27,9%	32,9%	(5,1pp)	3.147	3.580	(12%)	84,0	89,4	(6%)	264	320	(17%)

Interesses não controláveis (MW lq.)	1T25	1T24	Δ YoY
Espanha	83	83	-
Portugal	354	561	(207)
Resto da Europa	21	309	(287)
Europa	458	953	(494)



Demonstração de Resultados (€M)	1T25	1T24	Δ YoY
Receitas	279	320	(13%)
Outros proveitos operacionais	6	9	(40%)
Custos Operacionais	(115)	(101)	+14%
Fornecimentos e serviços externos (FSE)	(56)	(58)	(4%)
Custos com pessoal (CP)	(19)	(18)	+8%
Outros custos operacionais	(40)	(25)	+60%
Ganhos/(perdas) em associadas	(1)	(0,3)	+70%
EBITDA	168	228	(26%)
EBITDA/Receitas	60%	71%	(11pp)
Provisões	(0,1)	0,01	-
Depreciações, Amortizações e Imparidades	(66)	(65)	+3%
Amortização dos proveitos diferidos (gov. grants)	0,5	0,2	+181%
EBIT	103	163	(37%)
Rácios eficiência	1T25	1T24	Δ YoY
Core Opex/MW méd. anualizado (€m)	54,0	56,2	(4%)
Core Opex/MWh (€)	23,9	21,3	+12%

(1) Projetos na Hungria em fase de testes, ainda sem produção ou dados financeiros disponíveis.

América do Norte (USD)

Indicadores Operacionais

	EBITDA MW			Fator Utilização			Produção (GWh)			Preço Médio de Venda (\$/MWh) ⁽¹⁾		
	1T25	1T24	Δ YoY	1T25	1T24	Δ YoY	1T25	1T24	Δ YoY	1T25	1T24	Δ YoY
EUA	8.419	6.965	+1.454	37,4%	35,0%	+2,4pp	6.032	4.699	+28%	48,2	43,4	+11%
Canadá	130	130	-	45,2%	37,8%	+7,5pp	127	341	(63%)	63,1	45,4	+39%
México	496	496	-	28,8%	33,8%	(5,0pp)	329	358	(8%)	54,2	45,8	+19%
América do Norte	9.044	7.590	+1.454	37,1%	35,0%	+2,1pp	6.488	5.398	+20%	48,8	43,7	+12%

Interesses não controláveis (MW lq.)

	1T25	1T24	Δ YoY
EUA	1.130	1.128	+2
Canadá	65	65	-
México	98	98	-
América do Norte	1.292	1.290	+2

Demonstração de Resultados (\$M)

	1T25	1T24	Δ YoY
Receitas e custos com vendas de electricidade	327	218	+50%
Proveitos com Parcerias Institucionais	120	79	+51%
Receitas	447	298	+50%
Outros proveitos operacionais	9	87	(89%)
Custos Operacionais	(169)	(151)	+12%
Fornecimentos e serviços externos (FSE)	(65)	(58)	+13%
Custos com pessoal (CP)	(33)	(30)	+9%
Outros custos operacionais	(71)	(63)	+13%
Ganhos/(perdas) em associadas	12	7	+75%
EBITDA	299	242	+24%
EBITDA/Receitas	67%	81%	(14pp)
Provisões	-	-	-
Depreciações, Amortizações e Imparidades	(163)	(119)	+37%
Amortização dos proveitos diferidos (gov. grants)	12	5	+155%
EBIT	148	127	+16%

Rácios eficiência

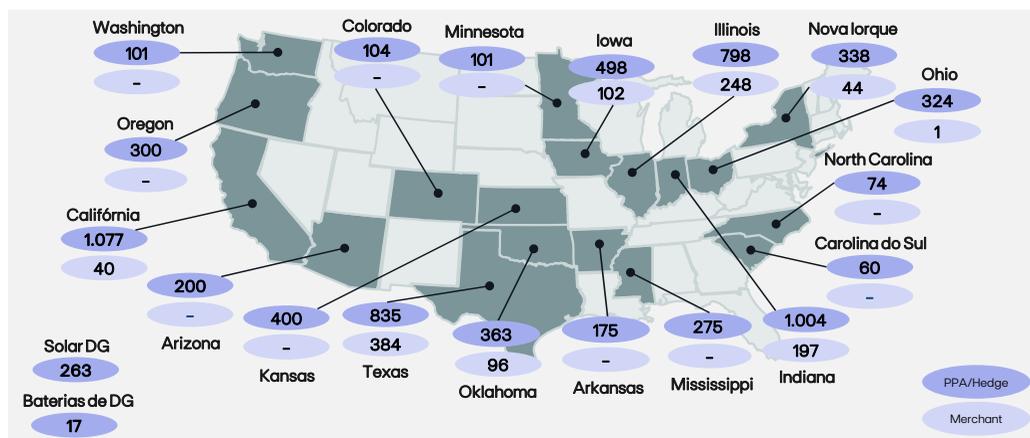
	1T25	1T24	Δ YoY
Core Opex/MW méd. anualizado (\$m)	43,5	48,6	(10%)
Core Opex/MWh (\$)	15,1	16,2	(7%)

FX (€/€)

	1T25	1T24	Δ YoY
Final do Período	1,08	1,08	+0,04%
Média	1,05	1,09	(3%)

(1) Valores do passado reformulados.

EDPR EUA: EBITDA MW por Mercado



MW por Incentivo

	1T25	1T24	Δ YoY
MW com PTCs	3.030	2.834	+196
MW com ITCs	1.995	1.029	+966
MW com Cash Grant e Self Shelter	1.014	1.014	-

América do Sul (EUR)

Indicadores Operacionais

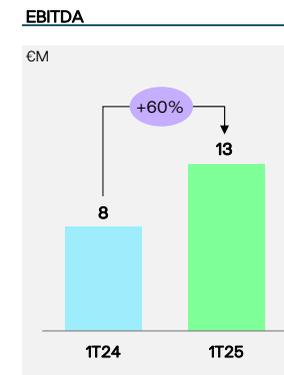
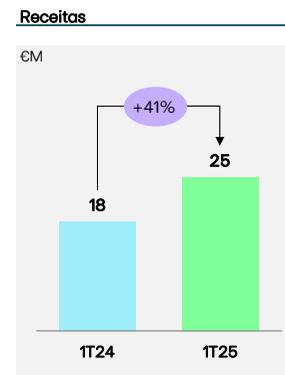
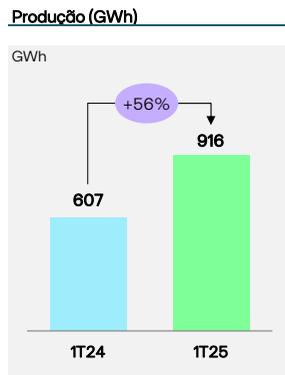
	EBITDA MW			Fator Utilização			Produção (GWh)			Preço Médio de Venda (€/MWh) ⁽¹⁾		
	1T25	1T24	Δ YoY	1T25	1T24	Δ YoY	1T25	1T24	Δ YoY	1T25	1T24	Δ YoY
Brasil	1.619	1.164	+455	31,2%	28,6%	+2,6pp	916	607	+51%	30,3	38,8	(22%)
Chile	83	83	-	17,3%	-	-	31	-	-	25,6	-	-
América do Sul	1.702	1.247	+455	30,4%	28,6%	+1,8pp	946	607	+56%	30,1	38,8	(22%)

Interesses não controláveis (MW lq.)	1T25	1T24	Δ YoY
Brasil	162	162	-
Chile	-	-	-
América do Sul	162	162	-

Demonstração de Resultados (€M)	1T25	1T24	Δ YoY
Receitas	25	18	+41%
Outros proventos operacionais	-	0,1	-
Custos Operacionais	(12)	(10)	+22%
Fornecimentos e serviços externos (FSE)	(9)	(7)	+30%
Custos com pessoal (CP)	(1,7)	(2,0)	(15%)
Outros custos operacionais	(1,3)	(0,9)	+47%
Ganhos/(perdas) em associadas	-	-	-
EBITDA	13	8	+60%
EBITDA/Receitas	52%	46%	+6pp
Provisões	(0,1)	-	-
Depreciações, Amortizações e Imparidades	(8)	(6)	+28%
Amortização dos proventos diferidos (gov. grants)	-	-	-
EBIT	5	2	+176%

Rácios eficiência	1T25	1T24	Δ YoY
Core Opex/MW méd. anualizado (€m)	28,0	33,6	(17%)
Core Opex/MWh (€)	11,0	14,3	(23%)

FX (€/R\$)	1T25	1T24	Δ YoY
Final do Período	6,3	5,4	+16%
Média	6,2	5,4	+15%



(1) Valores do passado reformulados.

Nota: Apenas considera países com ativos em operação.

APAC (EUR)

Indicadores Operacionais

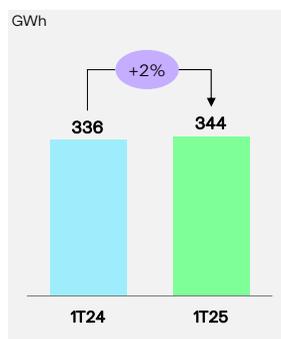
	EBITDA MW			Fator Utilização			Produção (GWh)			Preço Médio de Venda (€/MWh) ⁽¹⁾		
	1T25	1T24	Δ YoY	1T25	1T24	Δ YoY	1T25	1T24	Δ YoY	1T25	1T24	Δ YoY
Vietname	402	402	-	20,7%	22,9%	(2,2pp)	178	201	(11%)	82,3	-	-
Singapura	376	325	+51	12,0%	13,2%	(1,1pp)	99	92	+8%	111,1	-	-
RoAPAC	261	190	+72	10,4%	11,4%	(1,0pp)	67	44	+53%	79,0	-	-
APAC	1.040	917	+123	15,9%	17,2%	(1,2pp)	344	336	+2%	90,0	91,2	(1%)

Interesses não controláveis (MW lq.)	1T25	1T24	Δ YoY
Vietname	62	62	-
Singapura	-	-	-
RoAPAC	13	16	(3)
APAC	74	77	(3)

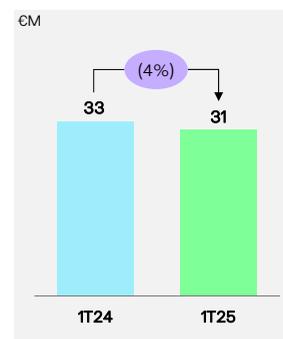
Demonstração de Resultados (€M)	1T25	1T24	Δ YoY
Receitas	31	33	(4%)
Outros proventos operacionais	0,2	0,3	(37%)
Custos Operacionais	(20)	(14)	+43%
Fornecimentos e serviços externos (FSE)	(6)	(7)	(16%)
Custos com pessoal (CP)	(7)	(6)	+19%
Outros custos operacionais	(7)	(1)	-
Ganhos/(perdas) em associadas	0,04	0,03	+32%
EBITDA	11	19	(40%)
EBITDA/Receitas	36%	58%	(22pp)
Provisões	-	-	-
Depreciações, Amortizações e Imparidades	(14)	(16)	(11%)
Amortização dos proventos diferidos (gov. grants)	0,03	0,4	(91%)
EBIT	(3)	4	-

Ráeios eficiência	1T25	1T24	Δ YoY
Core Opex/MW méd. anualizado (€m)	50,1	56,1	(11%)
Core Opex/MWh (€)	37,2	38,3	(3%)

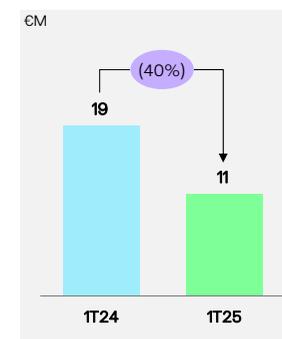
Produção (GWh)



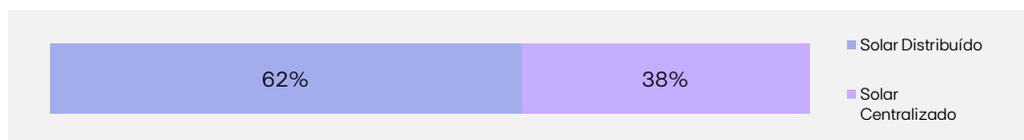
Receitas



EBITDA



EDPR APAC: MW por tecn. (%)



(1) Preços de 2024 do passado reformulados.



Balanço & Demonstrações Financeiras

EDPR: Balanço

Ativos (€M)	mar-25	dez-24	Δ €
Ativos fixos tangíveis (líquido)	21.840	22.026	(185)
Ativos intangíveis & goodwill (líquido)	2.573	2.632	(59)
Investimentos financeiros (líquido)	1.259	1.155	+104
Impostos diferidos ativos	786	800	(14)
Inventários	277	276	+1
Clientes (líquido)	643	603	+40
Outros devedores (líquido)	1.995	1.907	+89
Ativos sob direito de uso	916	954	(38)
Depósitos colaterais	42	40	+2
Caixa e equivalentes	867	1.196	(328)
Ativos detidos para venda	76	74	+2
Total Ativo	31.275	31.661	(386)
Capital Próprio (€M)	mar-25	dez-24	Δ €
Capital + prémios de emissão	7.370	7.370	-
Resultados e outros reservas	3.242	3.890	(648)
Resultado líquido consolidado atribuível aos acionistas da EDPR	52	(556)	+608
Interesses não controláveis	1.386	1.272	+114
Total do Capital Próprio	12.049	11.976	+74
Passivo (€M)	mar-25	dez-24	Δ €
Dívida financeira	9.832	9.514	+318
Passivo com investidores institucionais	1.398	1.478	(80)
Rendas venc. de contratos de arrend. (IFRS 16)	1.004	1.047	(43)
Provisões para riscos e encargos	634	640	(6)
Impostos diferidos passivos	948	933	+15
Proveitos diferidos de investidores institucionais	1.400	1.495	(95)
Credores e outros passivos (líquido)	4.011	4.579	(569)
Total do Passivo	19.226	19.686	(460)
Total do Capital Próprio e Passivo	31.275	31.661	(386)

EDPR: Demonstração de Resultados por Região

1T25 (€M)	Europa	América do N.	América do S.	APAC	Outros/Aj.	EDPR
Receitas e custos com vendas de electricidade	279	311	25	31	4	649
Proveitos com Parcerias Institucionais	-	114	-	-	-	114
Receitas	279	424	25	31	4	763
Outros proveitos operacionais	6	9	-	0,2	0,4	15
Custos Operacionais	(115)	(161)	(12)	(20)	(16)	(324)
Fornecimentos e serviços externos (FSE)	(56)	(62)	(9)	(6)	12	(120)
Custos com pessoal (CP)	(19)	(31)	(2)	(7)	(13)	(71)
Outros custos operacionais	(40)	(68)	(1)	(7)	(15)	(132)
Ganhos/(perdas) em associadas	(1)	11	-	0,04	11	21
EBITDA	168	284	13	11	(1)	476
<i>EBITDA/Receitas</i>	60%	67%	52%	36%	n.a.	62%
Provisões	(0,1)	-	(0,1)	-	-	(0,2)
Depreciações, Amortizações e Imparidades	(66)	(155)	(8)	(14)	(3)	(246)
Amortização dos proveitos diferidos (government grants)	0,5	11	-	0,03	-	12
EBIT	103	140	5	(3)	(3)	241

1T24 (€M)	Europa	América do N.	América do S.	APAC	Outros/Aj.	EDPR
Receitas e custos com vendas de electricidade	320	201	18	33	(13)	558
Proveitos com Parcerias Institucionais	-	73	-	-	-	73
Receitas	320	274	18	33	(13)	632
Outros proveitos operacionais	9	81	0,1	0,3	(7)	84
Custos Operacionais	(101)	(139)	(10)	(14)	(9)	(273)
Fornecimentos e serviços externos (FSE)	(58)	(53)	(7)	(7)	10	(115)
Custos com pessoal (CP)	(18)	(28)	(2)	(6)	(14)	(67)
Outros custos operacionais	(25)	(58)	(1)	(1)	(5)	(90)
Ganhos/(perdas) em associadas	(0,3)	6	-	0,03	5	11
EBITDA	228	223	8	19	(24)	454
<i>EBITDA/Receitas</i>	71%	81%	46%	58%	n.a.	72%
Provisões	0,01	-	-	-	-	0,01
Depreciações, Amortizações e Imparidades	(65)	(110)	(6)	(16)	(3)	(199)
Amortização dos proveitos diferidos (government grants)	0,2	4	-	0,4	-	5
EBIT	163	117	2	4	(27)	259

Nota: Offshore e países sem capacidade operacional estão a ser reportados como "Outros/Aj.".

EDPR Europa: Demonstração de Resultados por País

1T25 (€M)	Espanha	Portugal	RdE	Outros/Aj.	Europa
Receitas	101	69	122	(14)	279
Custos Operacionais, Outros proveitos operacionais e Ganhos/(perdas) em associadas	(39)	(18)	(67)	14	(110)
EBITDA	62	51	55	-	168
<i>EBITDA/Receitas</i>	<i>61%</i>	<i>74%</i>	<i>45%</i>	<i>n.a.</i>	<i>60%</i>
D&A, Imparidades e Provisões	(24)	(16)	(26)	-	(66)
EBIT	38	35	30	-	103

1T24 (€M)	Espanha	Portugal	RdE ⁽¹⁾	Outros/Aj. ⁽¹⁾	Europa
Receitas	105	82	148	(14)	320
Custos Operacionais, Outros proveitos operacionais e Ganhos/(perdas) em associadas	(33)	(17)	(57)	14	(92)
EBITDA	72	65	91	-	228
<i>EBITDA/Receitas</i>	<i>69%</i>	<i>79%</i>	<i>62%</i>	<i>n.a.</i>	<i>71%</i>
D&A, Imparidades e Provisões	(23)	(16)	(25)	-	(64)
EBIT	49	49	66	-	163

Nota: "Outros/Aj." considera ajustes intra-grupo na Europa.

(1) Números de RdE e "Outros/Aj." reformulados para considerar nova estrutura e a correta alocação de ajustes de intra-grupos.



Performance ESG

Desempenho Ambiental

Descarbonização	Unidade	1T25	1T24	Δ %
CO ₂ evitado ⁽¹⁾	mil ton. CO ₂	6.279	5.998	+5%
Emissões totais (âmbitos 1 e 2)	mil ton. CO ₂	6,8	7,0	(3%)
Emissões de CO ₂ de âmbito 1 ⁽²⁾	mil ton. CO ₂	0,8	1,2	(34%)
Emissões de CO ₂ de âmbito 2 ⁽³⁾	mil ton. CO ₂	6,1	5,8	+4%
Receitas alinhadas com a Taxonomia Europeia ⁽⁴⁾	%	99,5%	99,8%	(0,3pp)
CAPEX alinhado com a Taxonomia Europeia ⁽⁴⁾	%	96,2%	99,8%	(3,6pp)
Economia circular	Unidade	1T25	1T24	Δ %
Resíduos gerados	kg/GWh	41	22	+91%
Resíduos perigosos	kg/GWh	9	8	+6%
Resíduos não perigosos	kg/GWh	32	13	+145%
Resíduos recuperados	%	51%	59%	(8pp)
Resíduos perigosos recuperados	%	86%	83%	+3pp
Resíduos não perigosos recuperados	%	41%	44%	(3pp)
Gestão ambiental	Unidade	1T25	1T24	Δ %
CAPEX ambiental	€M	7	6	+9%
OPEX ambiental	€M	2	1	+80%
Multas e penalidades ambientais	€M	0	0	-

Emissões de CO₂ evitadas aumentaram 5% vs 1T24, principalmente devido a um aumento de 10% na geração de eletricidade e uma redução de 7% nos fatores de emissão médios, indicando um perfil de geração mais limpo e eficiente.

As emissões de Âmbito 1 diminuíram 34% vs 1T24, principalmente devido a variações marginais ligadas ao **menor consumo da frota e à redução das emissões de SF₆**, refletindo os esforços contínuos para otimizar as operações e reduzir o impacto ambiental.

O aumento nas taxas de geração de resíduos e a diminuição nas taxas de recuperação de resíduos deve-se principalmente a um evento pontual nos EUA, após um incêndio numa turbina e falha de equipamento no parque Wildcat Creek, Indiana, que gerou resíduos não recuperáveis, na sua maioria não perigosos. Além disso, a localização remota dos projetos apresenta desafios na identificação de soluções adequadas de reciclagem.

O aumento do CAPEX ambiental está principalmente relacionado com a proteção da paisagem e outras atividades de gestão e proteção ambiental, e o **aumento do OPEX ambiental está principalmente relacionado com a gestão de resíduos** e proteção da biodiversidade.

EDPR atinge 15 GW em PPAs, reforçando o compromisso global com a energia limpa

A EDPR alcançou um marco significativo ao assegurar 15 GW em PPAs (Acordos de Compra de Energia) na Europa, América do Norte, América do Sul e Ásia-Pacífico. A maioria destes acordos está ligada a projetos de energia solar, sublinhando o foco da EDPR em acelerar a implementação de tecnologias renováveis.

Os Sistemas de Armazenamento de Energia em Bateria (BESS) também têm desempenhado um papel crescente nestes acordos, representando 25% da capacidade contratada. Estas soluções contribuem para a estabilidade da rede e aumentam o valor dos ativos renováveis, permitindo uma entrega de energia mais flexível.

Este marco sublinha a capacidade da EDPR de fornecer soluções energéticas de longo prazo, rentáveis e de baixo carbono, enquanto apoia a descarbonização de setores chave da economia global. Através da inovação e de um forte compromisso com a sustentabilidade, a EDPR continua a liderar a transição energética e a moldar um futuro energético mais resiliente, limpo e fiável.

(1) CO₂ evitado calculado multiplicando a geração de energia pelos fatores de emissão de CO₂ equivalente de cada país e, no caso dos EUA, de cada estado. Ter em conta que estes fatores variam de acordo com o mix energético do país/estado;

(2) O âmbito 1 inclui emissões da frota operacional, consumo de gás em escritórios e fugas de gás SF₆;

(3) O âmbito 2 inclui as emissões do consumo de eletricidade em parques eólicos, plantas solares e escritórios;

(4) Indicador anual. Dados do ano fiscal de 2024 e 2023.

Desempenho Social

A equipa	Unidade	1T25	1T24	Δ %
Colaboradores	#	2.896	3.024	(4%)
Rotatividade ⁽¹⁾	%	4%	4%	-
Mulheres	%	34%	34%	-
Mulheres em cargos de liderança	%	25%	28%	(3pp)
Investimento em formação por colaborador	€	200	223	(10%)
Horas de formação por colaborador	#	4	5	(25%)
Colaboradores que receberam formação	%	63%	64%	(1,8pp)
Prevenção e Segurança	Unidade	1T25	1T24	Δ %
Acidentes fatais ⁽²⁾	#	0	0	-
Acidentes com dias perdidos ⁽²⁾	#	3	4	(25%)
Taxa de frequência ⁽³⁾	x	0,9	0,8	+9%
EDPR	x	0,0	0,0	-
Prestadores de serviços	x	1,4	1,0	+38%
Taxa de gravidade ⁽⁴⁾	x	45	28	+62%
EDPR	x	5	0	-
Prestadores de serviços	x	69	35	+97%
Comunidades	Unidade	1T25	1T24	Δ %
Investimento social	€M	0,4	0,6	(35%)
Colaboradores que participaram em voluntariado ⁽⁵⁾	%	1%	13%	(89%)
Horas de trabalho usadas para voluntariado	h	133	590	(77%)
Fornecedores	Unidade	1T25	1T24	Δ %
Compras com <i>Due Diligence</i> de ESG ⁽⁶⁾	%	43%	42%	+1pp

O número de colaboradores diminuiu 4% vs 1T24, impulsionado por esforços para melhorar a eficiência operacional, incluindo a simplificação da estrutura organizacional para alinhar com o crescimento de base. A diminuição **das mulheres em cargos de liderança** também foi impactada pela reestruturação. No entanto, a agenda *DEIB* continua a ser uma prioridade e continuaremos neste caminho, reavaliando estratégias e metas para garantir que a EDPR permaneça uma referência de mercado em diversidade, equidade, inclusão e pertença.

A taxa de frequência aumentou 9% vs 1T24, apesar de terem ocorrido menos acidentes, devido a uma diminuição no número total de horas trabalhadas, levando a uma taxa mais alta por hora trabalhada. Dois dos acidentes no primeiro trimestre de 2025 ocorreram em Portugal e um em Itália. **A taxa de gravidade aumentou 62% vs 1T24, uma vez que houve um aumento de 6% no total de dias de trabalho perdidos**, juntamente com uma diminuição nas horas trabalhadas, contribuindo para a maior taxa de gravidade.

A diminuição anual no investimento social deve-se principalmente a uma revisão da definição de investimento social voluntário, de acordo com a metodologia B4SI. Se os mesmos critérios tivessem sido aplicados, os valores para o 1T25 teriam sido consistentes com os reportados no 1T24.

O número de voluntários e as horas de voluntariado diminuíram, devido a menos iniciativas no 1T25. No 1T24, várias ações de voluntariado ambiental foram realizadas, muitas com durações prolongadas de até 8 horas, comparado com o formato usual de 4 horas.

EDPR premiada com a certificação Top Employer Europe pelo 8º ano consecutivo

A EDPR foi reconhecida como Top Employer Europe 2025, alcançando uma pontuação média superior à média das empresas, tanto globalmente, como do setor energético, com certificações individuais obtidas em 12 países: Brasil, Chile, Colômbia, França, Grécia, Itália, Polónia, Portugal, Roménia, Singapura, Espanha e Reino Unido. Com mais de 30 anos de experiência, o Top Employers Institute é uma referência global no reconhecimento das melhores práticas em gestão de pessoas, tendo já certificado mais de 2.000 organizações em todo o mundo.

A EDPR foi avaliada em 20 áreas diferentes após a análise de 350 práticas de gestão no âmbito do programa de certificação. Em estratégia empresarial e ética e integridade, a empresa alcançou a pontuação máxima, destacando-se também na digitalização em recursos humanos, ambiente de trabalho e eficiência. Em linha com a sua estratégia de crescimento, a EDPR investe na atração de profissionais de excelência em várias áreas, criando programas específicos para atrair talento. Ao mesmo tempo, investe em iniciativas contínuas que enriquecem a experiência de trabalho das equipas, promovendo uma cultura atrativa, diversa e inclusiva, focada no desenvolvimento pessoal e profissional. Algumas destas iniciativas têm como objetivo o bem-estar, sustentabilidade e valorização do *feedback*, contribuindo para um ambiente de trabalho mais positivo e dinâmico.

(1) Rotatividade calculado como: saídas/colaboradores;

(2) Inclui dados de colaboradores e prestadores de serviços, excluindo acidentes de deslocação;

(3) Taxa de frequência calculada como [Nº de lesões no trabalho com dias de trabalho perdidos/Horas trabalhadas * 1.000.000];

(4) Taxa de gravidade calculada como [Nº de dias de trabalho perdidos devido a lesões no trabalho/Horas trabalhadas * 1.000.000];

(5) Dados de 1T24 foram corrigidos;

(6) Dados de 1T25 baseados nos dados do final de 2024.

Classificações ESG

Entidade	Classificação
 <p>EDP Renováveis, S.A. Electric Utilities</p> <p>Sustainability Yearbook Member</p> <p>Corporate Sustainability Assessment (CSA) 2024</p> <p>72/100</p>	<p>72/100</p> <p>Membro do Sustainability Yearbook (Fev-25)</p>

 <p>Corporate ESG Performance</p> <p>Prime</p>	<p>A-/A+</p> <p>Líder da Indústria (Dez-24)</p>
--	--

Entidade	Classificação
 <p>FTSE4Good</p>	<p>3.9/5</p> <p>Percentil: 82 (Jun-24)</p>

 <p>MSCI ESG RATINGS</p> <p>AA</p> <p>CCC B BB BBB A AA AAA</p>	<p>AA/AAA</p> <p>Liderando os pares (Abr-25)</p>
---	---

Através da EDP
 <p>Lista A em alterações climáticas (Fev-25)</p>

 <p>2025 WORLD'S MOST ETHICAL COMPANIES™</p> <p>ETHISPHERE</p>	<p>Uma das empresas mais éticas do mundo (Mar-25)</p>
---	--



Anexos

Enquadramentos Regulatórios

Espanha

- Energia eólica recebe preço da pool e um prémio por MW, se necessário para atingir o retorno pré-definido.
- RDL 17/2019 estabeleceu um retorno de 7,398% por parque anterior a 2013 e 7,09% para novas instalações até 2031.
- Prémio calculado tendo por base ativos padrão (fator de utilização padrão, produção e custos).
- Desde 2016, toda a nova capacidade renovável é alocada por leilões competitivos.
- 1ª leilão sobre o novo esquema de REER realizado em jan-21 e out-21, alocando CFDs a 12 anos.
- PPA's passaram também a ser uma rota comum no mercado de renováveis em Espanha.

Portugal

- Os parques eólicos anteriores a 2006 estão sujeitos a FIT cujo valor está correlacionado com a produção, e indexado ao CPI. A duração era de até 15 anos de operações (ou até 2020) ou 33 GWh/MW, e foi incrementado em 7 anos (prorrogação tarifária) com um esquema de cap e floor em troca de pagamentos anuais entre 2013-20.
- ENEOP: preço definido em leilão competitivo internacional, duração de 33 GWh/MW até um limite de 15 anos + extensão de tarifa de 7 anos em esquema de cap e floor, em troca de pagamentos anuais entre 2013-20. Tarifa é ajustada mensalmente pelo CPI para os anos seguintes.
- VENTINVEST: preço definido num leilão internacional e competitivo para 20 anos (ou os primeiros 44 GWh por MW).
- Os parques eólicos sob o novo regime (COD pós 2006) estão sujeitos a um FIT de 20 anos ou 44 GWh/MW. O valor da tarifa também é indexado ao CPI.
- Os projetos de energia solar PV premiados no último leilão (jul-19) estão sujeitos a um FIT fixo de 15 anos. Os projetos suportam os custos de desequilíbrios. Foi introduzido um ajustamento com CPI, contabilizando o crescimento do CPI desde o leilão até COD.

França

- 15 anos FIT: 0-10 anos: €82/MWh; 11-15 anos: dependendo do fator de utilização €82/MWh @2.400 horas até €28/MWh @3.600 horas; indexado.
- Parques eólicos no esquema CR 2016: CFD a 15 anos com preço similar à tarifa existente mais um premium de gestão.
- Leilões (20-anos CFD).

Itália

- Os parques eólicos em operação antes de 2012 estão sujeitos a um regime de feed-in-premium durante 15 anos.
- Os parques eólicos instalados de 2013 em diante e premiados em leilões até 2017 têm um CFD de 20 anos com floor.
- Os parques eólicos premiados de 2019 em diante irão beneficiar de um CFD bilateral de 20 anos.

Polónia

- O preço da eletricidade pode ser estabelecido por contratos bilaterais.
- Os parques eólicos pré-2018 recebem 1 green certificate (GC)/MWh por 15 anos que podem ser vendidos no mercado. Os fornecedores têm uma taxa de substituição pelo não cumprimento das obrigações do GC.
- Os parques eólicos premiados nos leilões (desde 2018) estão sujeitos a um CFD bilateral por 15 anos.
- Os PPA's também se tornaram numa relevante via de assegurar contratos de energia.

Roménia

- Ativos eólicos (COD até 2013) recebem 2 green certificate (GC)/MWh até 2017 e 1 GC/MWh após e até completar 15 anos. 1 dos 2 GC recebidos até mar-17 poderá apenas ser vendido entre jan-18 e dez-25.
- Ativos eólicos (COD em 2013) recebem 1,5 GC/MWh até 2017 e 0,75 GC/MWh após e até completar 15 anos.
- Ativos de energia solar recebem 6 GC/MWh durante 15 anos. 2 dos 6 GC recebidos até dez-20, podem ser vendidos apenas entre jan-25 e dez-30. Valor dos GC com limite superior e inferior (€35/€29,4).
- Os GC emitidos após abr-17 e os adiados de jul-13 permanecem válidos e podem ser negociados até mar-32.
- Ativos novos podem participar em leilões de CFD ou assinar PPA's.

Bélgica

- Preço de mercado e sistema de green certificate (GC). O preço mínimo de GC é de €65/GC.

Países Baixos

- Esquema de SDE++, com CFD unilateral a 15 anos para ativos existentes. O esquema pode ser combinado com PPA's.

Reino Unido

- Esquema FIT, atribuídos a 20 anos e com dois componentes regulatórios: tarifa de geração (ind. à RPI) e tarifa de exportação.
- Novos ativos podem optar entre CFD a 15 anos via leilão ou PPA's (dois ativos EDPR com atribuição).

Grécia

- CFD de 20 anos não indexado, alocado por leilões.

Hungria

- Ativos solar PV podem beneficiar de CFD a 15 anos indexado a CPI-1% atribuído através de leilões sobre esquema METAR.
- PPA's também disponíveis no mercado.

Alemanha

- CFD unilateral de 20 anos disponível.
- PPA's também disponíveis.

EUA

- Vendas podem ser através de PPA's (até 20 anos), Coberturas Financeiras ou Preços de mercado.
- Renewable Energy Credits (RECs) sujeitos à regulação de cada estado.
- Pagamentos de capacidade disponíveis em alguns ISO/RTOs, através de leilões ou contratos bilaterais.
- Net metering continua a ser o esquema de remuneração mais comum para a produção DG, mas vários estados estão a transitar para net billing ou taxas variáveis no tempo.
- Incentivos fiscais pre-Inflation Reduction Act (IRA) em ago-22:
 - PTC para projetos eólicos ao longo de 10 anos pós-COD (máx. \$25/MWh em 2021). Se a construção iniciou-se em 2009/10 podem optar por 30% cash grant em detrimento do PTC. Estas taxas são ajustadas anualmente face à inflação.
 - ITC para projetos solares baseados no seu capex (máx. de 26% em 2021) e taxa baseada no ano de COD com redução gradual ao longo do tempo.
 - Incentivos fiscais pós-IRA: os PTCs & ITCs são tecnologicamente-neutros e estruturados com valor base de \$5,2/MWh e 6%, respetivamente, com potenciais bónus derivados de trabalho, produção e localização que podem levar o valor até \$31,2/MWh e 60%. Os PTCs para os projetos que atinjam COD em 2024 são \$27,5/MWh se os requisitos de salários e de aprendizagem forem atingidos.
 - Monetização de crédito pode ser realizada por via das obrigações fiscais da própria empresa, através de uma parceria de capital fiscal, ou diretamente pelas obrigações fiscais de outra entidade através da transferibilidade.

Canadá

- Ontário: Large Renewable Procurement e Solicitação de propostas de longo prazo sobre adequação de recursos.
- Alberta: As vendas podem ser acordadas através de PPA's de longo prazo.

México

- Leilões tecnologicamente neutros onde os licitadores oferecem um pacote de preços globais para capacidade, produção e GCs.
- Projeto EDPR: contrato bilateral de fornecimento de eletricidade em regime de auto-abastecimento por um período de 25 anos.

Offshore

- Portugal: Projetos solares flutuantes de leilão de 2022 têm CFD de 15 anos com strike price negativo (o projeto original paga pra injetar energia em troca de assegurar capacidade de rede para sobre-equipamento e híbridos).
- Reino Unido: CFDs a 15 anos index. a CPI, alocados por leilões, a £57,5/MWh (tarifa baseada em 2012).
- França: tarifa indexada feed-in de 20 anos.
- Bélgica: CFD a 17 anos, indexado a CPI.
- Polónia: CFD a 25 anos, indexado a CPI.
- EUA: PPA a 20 anos.

Brasil

- Antiga capacidade instalada sob tarifa feed-in (PROINFA).
- Desde 2008, leilões competitivos com atribuição de PPA's a 20 anos.
- Opção de negociar PPA's de longo-prazo.

Chile

- PPA a 20 anos com retalhistas atribuídos através de leilões (pre-2021) e PPA a 15 anos para ativos do leilão de 2021.

APAC

- Vietnam: FIT de 20 anos.
- Vietnam: Mecanismo de PPA direto (Físico e Virtual) disponível.
- Vietnam: Net metering disponível para energia solar em telhados com taxas de alimentação de até 20% (na região norte) e 10% (no resto do país). A tarifa de net metering para energia excedente corresponderá ao preço médio da eletricidade do ano anterior; confirmação aguardada.
- Singapura: As agências governamentais lançam rotineiramente concursos para Solar DG e PV Flutuante. A remuneração é uma combinação de desconto na tarifa e energia exportada com RECs.
- Singapura: PPA's disponíveis com PPA no local preferido, pois a maior parte da geração é DG.
- Singapura: Net metering disponível.
- China: PPA's corporativos para Solar DG on-site. Preço flutuante baseado num desconto na tarifa industrial local.
- Taiwan: FIT de 20 anos.

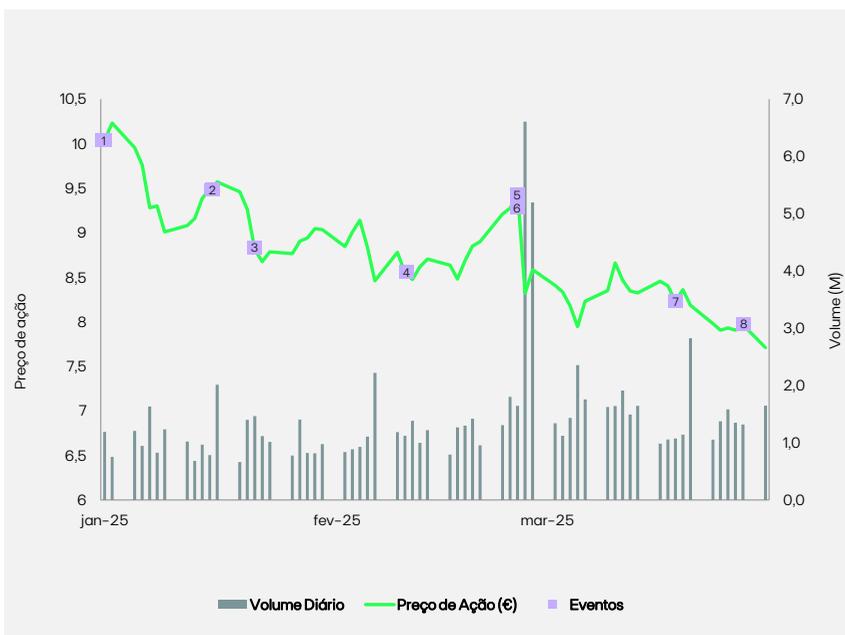
Portfólio a mar-25

Projetos	MW Brutos	COD	% OW	Tecnologia	PPA/Tarifa	Status
Portugal						
 WindFloat Atlantic	25	2020	65%	Flutuante	FIT	Instalado
Bélgica						
 SeaMade	487	2021	18%	Fixo	CfD	Instalado
Reino Unido						
 Moray East	950	2022	40%	Fixo	CfD	Instalado
Moray West	882	2024	95%	Fixo	CfD/PPA	Instalado
Caledonia*	2.000	>2030	100%	Fixo + Flutuante	-	Em desenvolvimento
Arven*	2.300	>2030	50%	Flutuante	-	Em desenvolvimento
França						
 EFGL	30	2025	80%	Flutuante	FIT	Em construção
Noirmoutier	500	2025	60%	Fixo	FIT	Em construção
Le Tréport	500	2026	61%	Fixo	FIT	Em construção
EFLO	250	>2030	90%	Flutuante	CfD	Em desenvolvimento
EUA						
 SouthCoast Wind*	2.400	>2030	100%	Fixo	-	Em desenvolvimento
Bluepoint Wind*	2.400	>2030	50%	Fixo	-	Em desenvolvimento
Golden State Wind*	2.000	>2030	50%	Flutuante	-	Em desenvolvimento
Polónia						
 BC Wind	390	>2025	100%	Fixo	CfD	Em desenvolvimento
Coreia do Sul						
 Korea Floating Wind*	1.125	>2030	67%	Flutuante	-	Em desenvolvimento
Hanbando*	1.125	>2030	100%	Fixo	-	Em desenvolvimento
Austrália						
 High Sea Wind*	1.280	>2030	100%	Fixo	-	Em desenvolvimento
	18.644					

* Apenas Seabed assegurado.

Evolução da Cotação da Ação e Estrutura Acionista

Desempenho da ação



Indicadores de Mercado

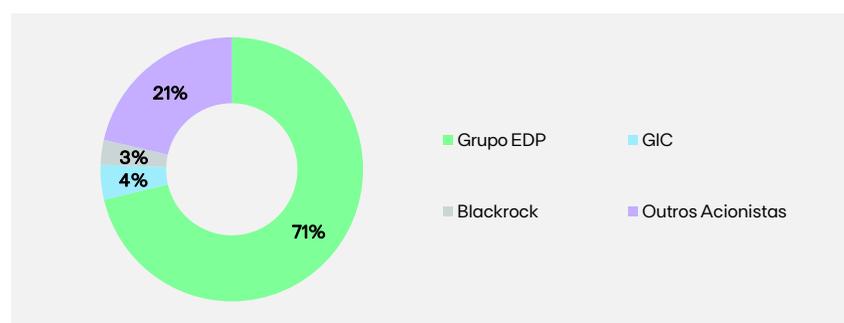
	1T25 ⁽¹⁾	2024	2023	2022	2021	2020
Preço de Abertura	€ 10.04	€ 18.53	€ 20.58	€ 21.90	€ 22.80	€ 10.50
Preço Mínimo	€ 7.71	€ 9.50	€ 13.89	€ 17.00	€ 16.24	€ 8.89
Preço Máximo	€ 10.23	€ 17.99	€ 21.77	€ 26.55	€ 25.80	€ 23.00
Preço Médio	€ 8.76	€ 13.61	€ 18.24	€ 22.11	€ 20.82	€ 13.60
Preço de Fechamento	€ 7.71	€ 10.04	€ 18.53	€ 20.58	€ 21.90	€ 22.80
Desempenho da ação	(23%)	(46%)	(10%)	(6%)	(4%)	+117%
Dividendo por ação	-	€ 0.20	€ 0.26	€ 0.09	€ 0.08	€ 0.08
Retorno Total Acionista	(23%)	(45%)	(9%)	(6%)	(4%)	+118%
Volume (M) ⁽²⁾	259	796	792	639	1.011	442
Média Diária (M)	4.1	3.1	3.1	2.5	3.9	1.7
Cap. Bolsista (€M)	8.017	10.440	18.969	19.768	21.036	19.889

(1) De 01-jan-2025 até 31-mar-2025; (2) Dados da Bloomberg data incluindo transações e OTC.

Principais Eventos de 1T25

#	Date	Description	Share Price
1	02-jan	EDPR informa sobre sobre acordo de Rotação de Ativos para portfólio solar nos EUA	10,04
2	16-jan	EDPR distinguida como Top Employer Europe pelo 8º ano e individualmente em 12 países	9,49
3	22-jan	A EDPR informa sobre dados operacionais do primeiro trimestre de 2025	8,82
4	11-fev	A EDPR foi incluída no S&P Global Sustainability Yearbook pelo 3.º ano consecutivo	8,55
5	26-fev	EDPR informa sobre Resultados de 2024	9,45
6	26-fev	EDPR informa sobre programa de Scrip Dividend para 2025	9,45
7	19-mar	EDPR informa sobre participação qualificada da Blackrock	8,23
8	28-mar	EDPR informa sobre participação qualificada da Blackrock	7,97

Estrutura Acionista



A 31 de dezembro de 2024.



edp

Renewables