



1T26 Relatório de Resultados

6 de maio 2026

Aviso legal

O presente documento foi preparado pela EDP Renewables, S.A.¹ (a “Sociedade”) exclusivamente para utilização na apresentação a realizar nesta data, destinando-se a fins informativos, podendo ser alterado ou complementado. Não constitui um resumo exaustivo das matérias nele tratadas. Ao participar na reunião em que esta apresentação é efetuada, ou ao ler os respetivos materiais, o destinatário reconhece e aceita ficar vinculado às limitações e restrições abaixo indicadas.

A presente apresentação não pode ser reproduzida, no todo ou em parte, nem utilizada para qualquer outro fim sem o consentimento prévio, expresso e por escrito da Sociedade.

A presente apresentação, bem como quaisquer materiais, documentos ou informações nela utilizados ou distribuídos a investidores no seu âmbito, não constituem nem devem ser interpretados como uma oferta (pública ou privada) de venda ou emissão, nem como uma solicitação de oferta (pública ou privada) para a compra ou aquisição de valores mobiliários da Sociedade ou de quaisquer das suas subsidiárias ou outras sociedades do grupo, em qualquer jurisdição, nem como um incentivo ou recomendação à realização de qualquer investimento.

Nem a presente apresentação, nem quaisquer materiais, documentos ou informações nela utilizados ou distribuídos, nem qualquer parte dos mesmos, nem o facto da sua disponibilização, constituem base de, ou devem ser considerados em conexão com, qualquer contrato, compromisso ou decisão de investimento, seja qual for, não podendo igualmente ser utilizados, no futuro, em relação a qualquer oferta (pública ou privada) de valores mobiliários emitidos pela Sociedade.

As matérias tratadas na presente apresentação podem incluir declarações prospetivas (forward-looking statements). As declarações prospetivas são declarações que não respeitam a factos históricos. Expressões como “acredita”, “espera”, “antecipa”, “tenciona”, “estima”, “irá”, “pode”, “continua”, “deverá” e outras expressões semelhantes são normalmente utilizadas para identificar declarações prospetivas.

As declarações prospetivas incluem, designadamente, declarações relativas a objetivos, metas, estratégias, perspetivas e expectativas de crescimento, planos futuros, eventos ou desempenho e potencial de crescimento futuro, liquidez, recursos de capital e investimentos de capital, perspetivas económicas e tendências do setor, procura e oferta de energia, evolução dos mercados da Sociedade, impacto de iniciativas legais e regulamentares e posição concorrencial da Sociedade.

As declarações prospetivas constantes da presente apresentação baseiam-se em diversos pressupostos, incluindo a análise pela gestão de tendências operacionais históricas, dados constantes dos registos da Sociedade e outros dados disponíveis provenientes de terceiros.

Embora a Sociedade considere que tais pressupostos eram razoáveis no momento em que foram formulados, estes estão sujeitos a riscos significativos, conhecidos e desconhecidos, incertezas, contingências e outros fatores relevantes, difíceis ou impossíveis de prever e fora do controlo da Sociedade.

Fatores relevantes que podem conduzir a diferenças significativas entre os resultados efetivos e as expectativas relativas a acontecimentos ou resultados futuros incluem, designadamente, a estratégia empresarial e financeira da Sociedade, condições económicas nacionais e internacionais, evolução tecnológica, enquadramento legal e regulatório, evolução do setor, condições hidrológicas, custo das matérias-primas, condições dos mercados financeiros e a incerteza quanto aos resultados de operações futuras, planos, objetivos, expectativas e intenções, entre outros.

Tais riscos, incertezas e fatores podem fazer com que os resultados, desempenho ou concretizações efetivos da Sociedade ou do setor difiram materialmente dos resultados expressos ou implícitos nas declarações prospetivas constantes da presente apresentação.

As informações, opiniões e declarações prospetivas constantes da presente apresentação reportam-se apenas à data da mesma e estão sujeitas a alteração sem aviso prévio, salvo quando tal seja exigido por lei aplicável.

¹ A alteração da denominação social da Sociedade de “EDP Renováveis, S.A.” para “EDP Renewables, S.A.” foi aprovada na Assembleia Geral realizada em 13 de abril de 2026 e encontra-se pendente de registo.

Índice

1T26

Relatório de Resultados

Destaques do trimestre	4
01. Desempenho Consolidado	6
02. Detalhe por Região	17
03. Demonstrações Financeiras	26
04. Desempenho ESG	30
05. Anexos	36

Informação importante

EDPR concluiu o negócio de rotação de ativos na Grécia no 1T26; contudo, dado que as condições precedentes foram cumpridas no 4T25, a capacidade foi desreconhecida e a maioria das mais-valias de Rotação de Ativos reconhecidas no 4T25, sendo que os respetivos proveitos foram registados no 1T26.

Destaques do trimestre

Principais indicadores Operacionais

Capacidade Instalada
(EBITDA + Equity MW)

20.485 MW +1.153 vs 1T25

Produção de Eletricidade
(GWh)

11.299 GWh +3% vs 1T25

Índice de Renováveis

(vs média esperada de LP para P50 GCF)

100% -2 pp vs 1T25

Adições Brutas

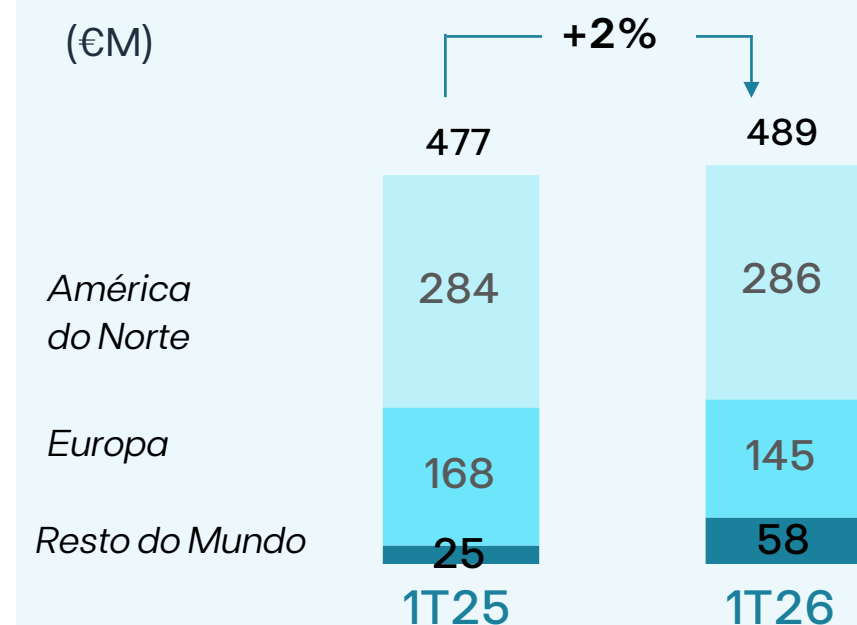
(EBITDA + Equity MW)

2.048 MW -39% vs 1T25

Principais indicadores Financeiros

EBITDA Recorrente

(€M)



Resultado Líquido Recorrente

(€M)

€71 M +9% vs 1T25

Dívida Líquida

(€M)

€8.428 M +4% vs 4T25

No primeiro trimestre de 2026, o resultado líquido recorrente da EDPR aumentou +9% em termos homólogos para €71 M, ou +21% excluindo o efeito cambial, sem ganhos materiais de rotação de ativos (€5M), impulsionado pelo crescimento nos Estados Unidos da América (1 GW) e desempenho operacional eficiente.

No 1T26, o EBITDA recorrente aumentou +2% em termos homólogos para €489 M, ou +10% excluindo o efeito cambial (principalmente devido ao aumento de 11% em termos homólogos de depreciação dólar vs. euro).

Aumento de capacidade bruta nos últimos 12 meses de +2 GW, e transação de rotações de ativos de -0,9 GW, resultando num aumento de +1,2 GW da capacidade instalada para 20,5 GW (+9% de crescimento anual na capacidade média).

As vendas de eletricidade diminuíram 5% em termos homólogos para €591M, neutral excluindo o efeito cambial. A geração de eletricidade aumentou +0,4 TWh em termos homólogos para 11,3 TWh, com recursos renováveis em linha com média de longo prazo. O preço médio de venda diminuiu -9% em termos homólogos (-3% excluindo o efeito cambial) para €52/MWh, impactado por preços estáveis na América do Norte e preços mais baixos na Europa.

Os custos operacionais recorrentes diminuíram 11% em termos homólogos (9% excluindo o efeito cambial), refletindo a implementação de várias iniciativas de eficiência.

Os resultados financeiros diminuíram -10% para €113 M no 1T26, suportados por um custo médio da dívida mais baixo), assim como pela descida de -7% em termos homólogos da dívida líquida média e redução do valor de juros capitalizados, após redução de ativos fixos em curso em termos homólogos. Os interesses não controláveis aumentaram 54% em termos homólogos para €36M, resultando de duas transações de participações minoritárias nos EUA.

O resultado líquido reportado atingiu os €70 M, um aumento de 36% em termos homólogos, devido ao sólido desempenho operacional e resiliência financeira compensado pelo aumento dos interesses não controláveis e efeito cambial. O resultado líquido recorrente de €71 M, com impacto imaterial não recorrente no 1T26 de -€1M em comparação com -€13M registados no 1T25, na linha de depreciação e amortização, relacionado com a depreciação acelerada do projeto de eólico offshore em repotenciação nos EUA, cuja construção iniciou este trimestre.

A Dívida Líquida a março de 2026 foi de €8,4 MM, tendo aumentado €0,3 MM em comparação com dezembro de 2025, refletindo os investimentos em caixa realizados no período de €0,4 MM, que incluem €0,3MM de investimentos brutos e €0,5MM de variação ativos fixos em curso parcialmente compensados por €0,1 MM de fluxo de caixa orgânico, e por €0,4 MM de proveitos relativos a rotação de ativos e parcerias institucionais nos EUA.

Resumo do trimestre

Dados Operacionais	1T26	1T25	Δ YoY
EBITDA MW	18.900	17.801	+1.099
MW Consolidados por Equity	1.585	1.530	+55
Capacidade Instalada (EBITDA MW + Equity MW)	20.485	19.331	+1.153
Fator de utilização (%)	30,7 %	32,6 %	-2 pp
Geração (GWh)	11.299	10.925	+3%
Preço Médio de Venda (€/MWh)	52,3	57,1	-9%

Demonstração de Resultados (€M)	1T26	1T25	Δ YoY
Receitas	711	763	-7%
Outros proveitos/(custos) operacionais	-244	-308	-21%
Ganhos/(perdas) em associadas	21	21	-2%
EBITDA	488	476	+2%
EBITDA/Receitas	69%	62%	+6 pp
D&A, Imparidades e Provisões	-230	-235	-2%
EBIT	258	241	+7%
Resultados Financeiros	-113	-125	-10%
Impostos	-39	-41	-5%
Interesses não controláveis	-36	-23	+54%
Resultado Líquido (Acionistas EDPR)	70	52	+36%
EBITDA Recorrente	489	477	+2%
EBITDA Recorrente ex. ganhos de rotação de ativos	483	477	+1%
Resultado Líquido Recorrente	71	66	+9%

Fluxo de Caixa (€M)	1T26	1T25	Δ YoY
EBITDA	488	476	+2%
Itens não Caixa, Impostos e Variações de FdM	-184	-221	-17%
Fluxo gerado pelas Operações	304	256	+19%
Juros, Parceiros e Outros	-162	-115	+41%
Fluxo de Caixa Orgânico	142	140	+1%
Investimento Líquido de Expansão	-414	-857	-52%
Dividendos pagos aos Acionistas da EDPR	—	—	—
Forex e Outros	-47	72	—
Redução / (Aumento) da Dívida Líquida	-319	-645	-51%

Atividade de Investimento (€M)	1T26	1T25	Δ YoY
Capex	324	610	-47%
Investimentos financeiros (líquido)	17	—	—
Investimento bruto	341	609	-44%
(-) Proveitos de Rotação de Ativos	-253	—	—
(-) Proveitos de Parceiras Institucionais EUA	-142	-74	+91%
Outros	468	322	+45%
Investimento Líquido de Expansão	414	857	-52%

Dívida (€M)	Mar-26	Dez-25	Δ
Dívida Líquida	8.428	8.109	319
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses	4,3x	5,7x	-1,4x
Dívida Líquida/EBITDA Recorrente últimos 12 meses	4,2x	5,2x	-1,0x

Índice

01. Desempenho Consolidado

1.1. Base de ativos	7
1.2. Desempenho Operacional	10
1.3. Desempenho Financeiro	12
1.4. Fluxo de Caixa e Investimentos	13
1.5. Dívida Líquida	15

1.1. Base de Ativos

Capacidade Instalada	Mar-26	YoY	Adições	1T26 ¹ RdA/ Descom.	Δ YTD	Em Constr.
EBITDA MW						
Espanha	2.161	-173	+80	—	+80	203
Portugal	1.426	+13	—	—	—	33
França	249	-30	—	—	—	25
Bélgica	—	-11	—	—	—	—
Polónia	621	—	—	—	—	242
Roménia	570	—	—	—	—	—
Itália	470	-38	—	—	—	30
Grécia	23	-127	—	—	—	35
UK	55	+50	—	—	—	50
Países Baixos	49	—	—	—	—	31
Hungria	74	—	—	—	—	—
Alemanha	105	+105	—	—	—	—
Europa	5.804	-210	+80	—	+80	648
EUA	9.484	+1.065	+1	—	+1	799
Canadá	130	—	—	—	—	—
México	496	—	—	—	—	—
América do Norte	10.109	+1.065	+1	—	+1	799
Brasil	1.743	+124	—	—	—	—
Chile	83	—	—	—	—	60
América do Sul	1.826	+124	—	—	—	60
Vietname	402	—	—	—	—	—
Singapura	454	+78	+15	-2	+14	9
RdAPAC	304	+43	+1	—	+1	39
APAC	1.161	+120	+16	-2	+15	48
Total EBITDA MW	18.900	+1.099	+97	-2	+95	1.555

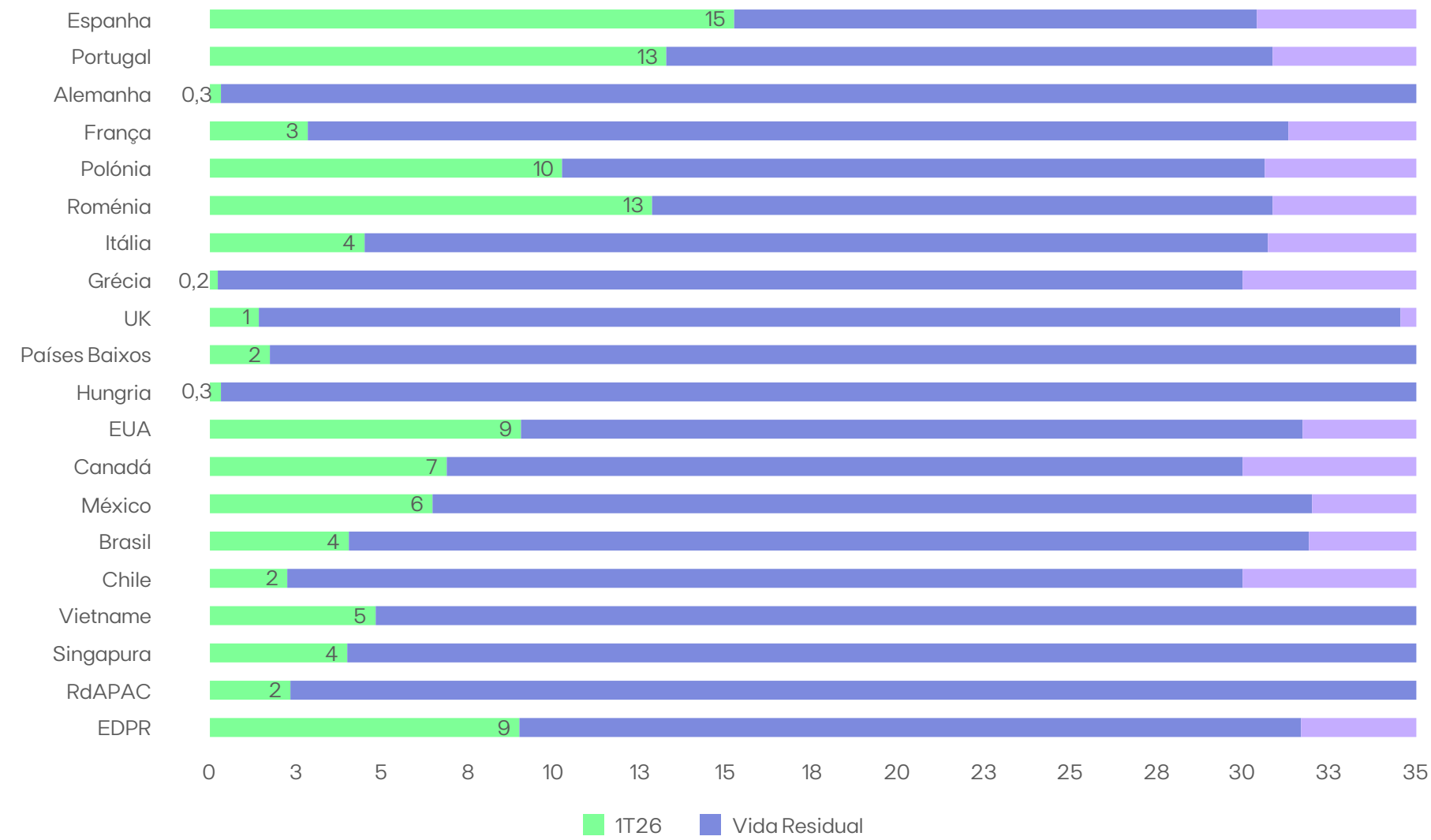
Capacidade Instalada	Mar-26	YoY	Adições	1T26 RdA/ Descom.	Δ YTD	Em Constr.
Consolidado por Equity (MW)						
Espanha	119	-2	—	-1 ²	-1	—
Portugal	28	—	—	—	—	—
Resto da Europa	732	+80	—	—	—	375
Europa	878	+79	—	-1	-1	375
EUA	641	-19	—	—	—	—
Canadá	59	—	—	—	—	—
América do Norte	701	-19	—	—	—	—
RdAPAC	6	-5	—	—	—	—
APAC	6	-5	—	—	—	—
Total Cons. por Equity MW	1.585	55	—	-1	-1	375
Total EBITDA + Cons. por Eq. MW	20.485	1.154	97	-3	94	1.930

¹ A variação YTD considera o descomissionamento de 2 MW na APAC e a venda de 0,3 MW na América do Norte.

² Ajustamento dos capitais próprios do portefólio.

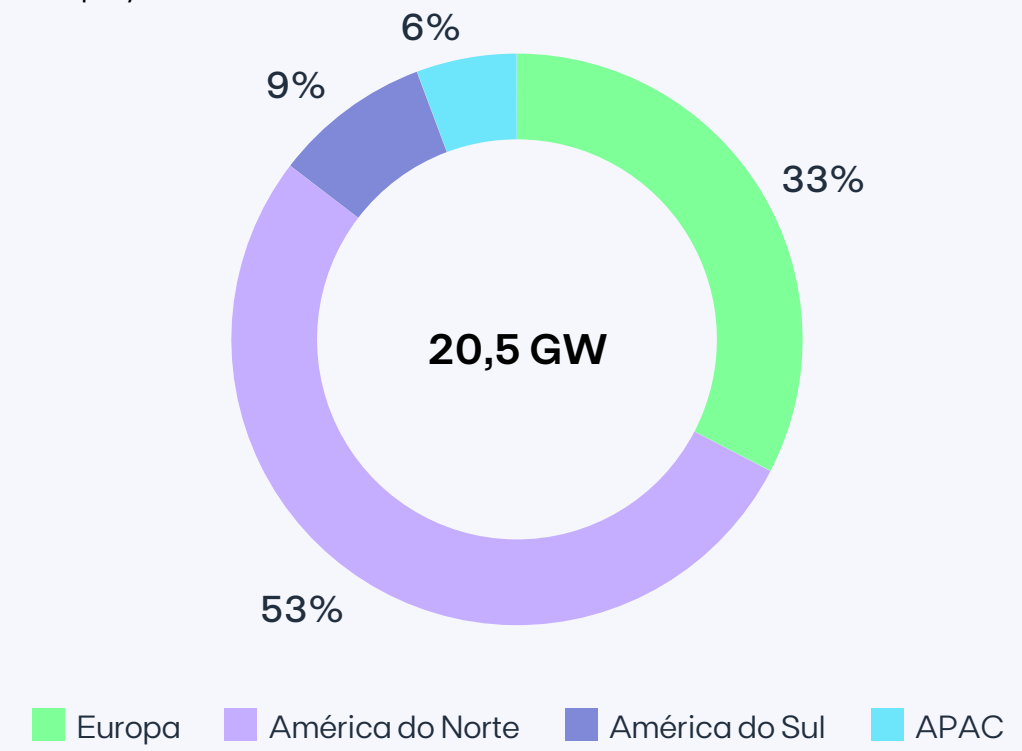
Vida Média e Residual dos Ativos por País

EBITDA MW



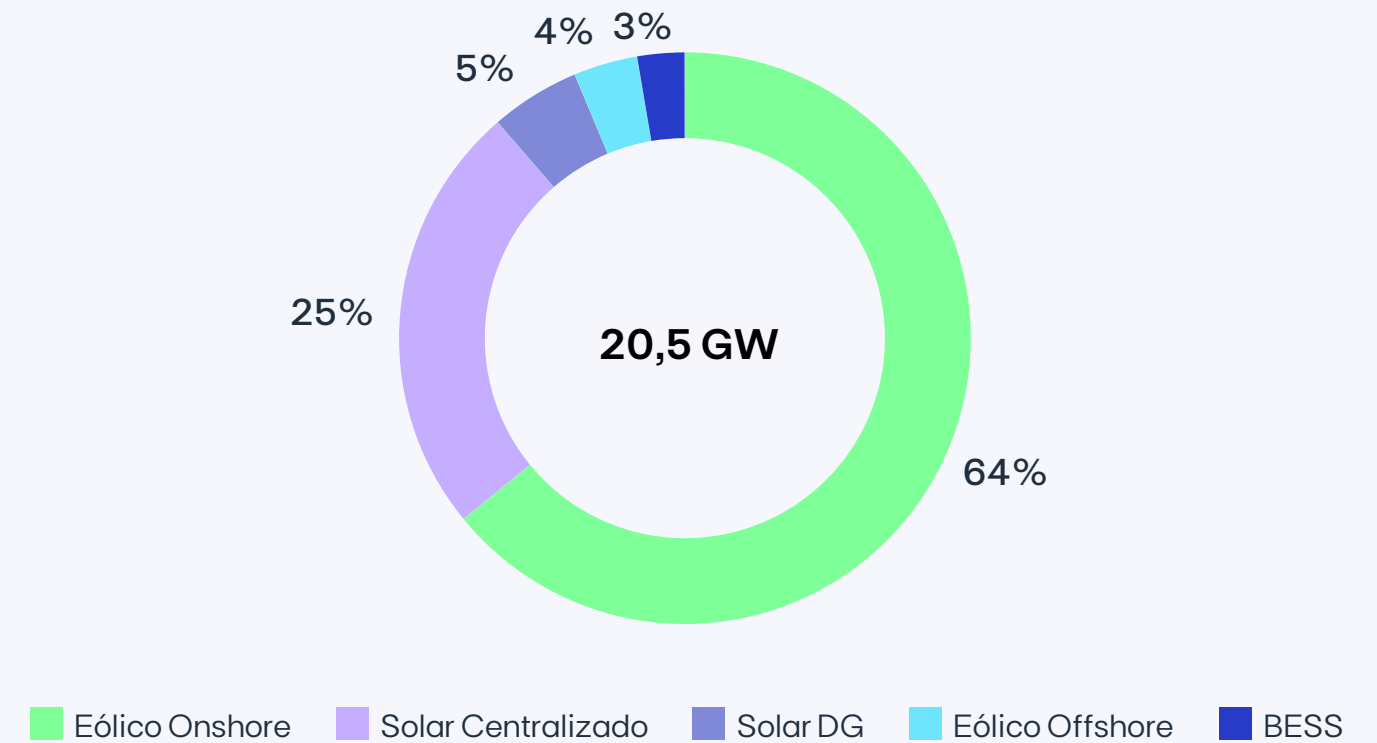
Capacidade Instalada por Região

EBITDA MW + Equity MW



Capacidade Instalada por Tecnologia

EBITDA MW + Equity MW

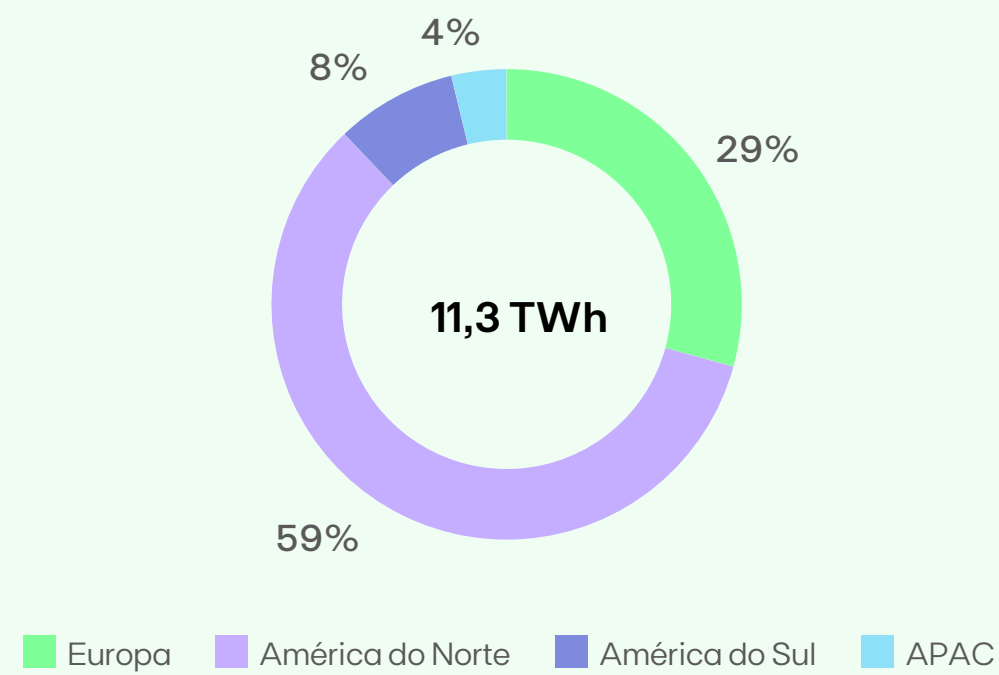


1.2. Desempenho Operacional

Geração de Eletricidade
(GWh)

11.299

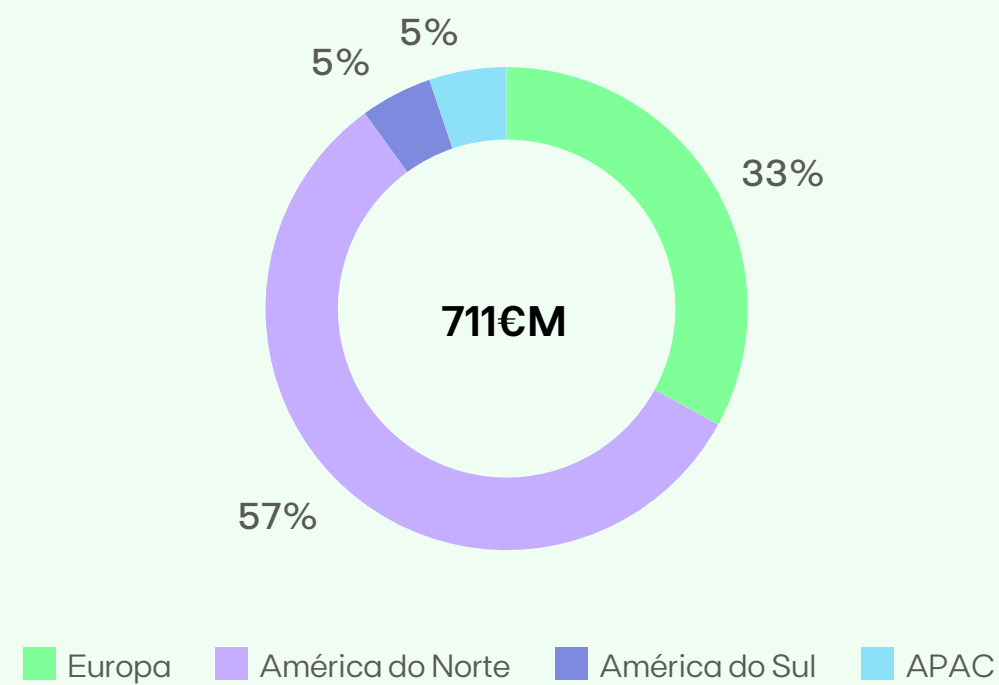
+3% vs 1T25



Receitas
(€M)

711

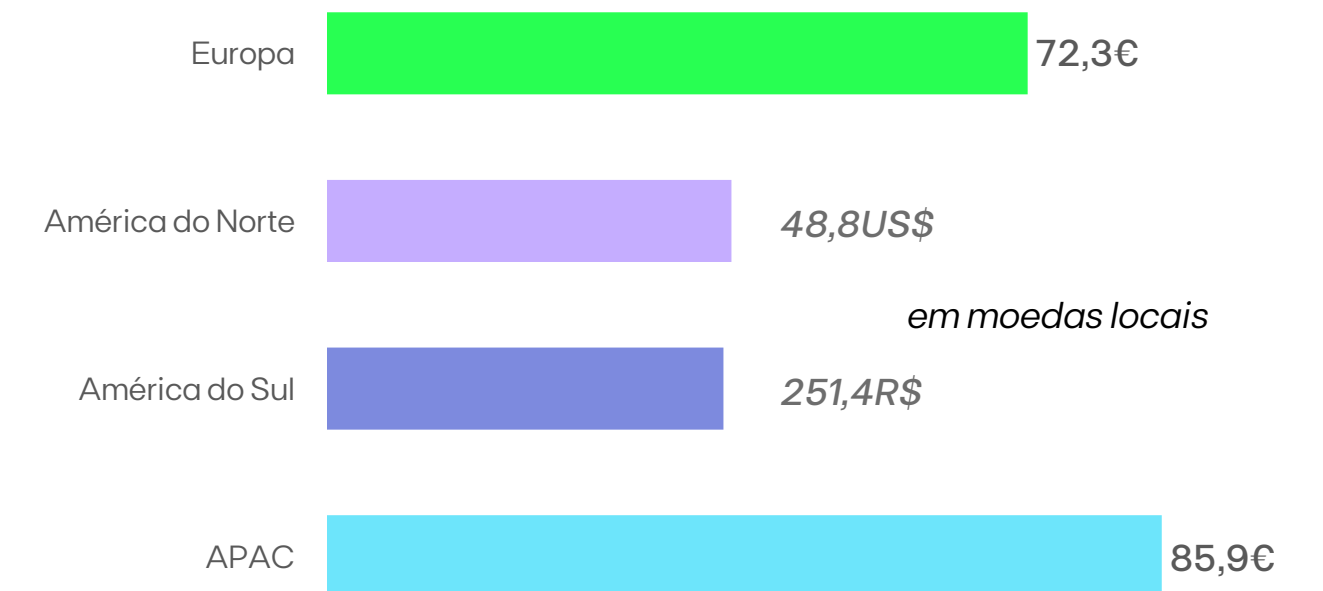
-7% vs 1T25



Preço Médio Venda
(€/MWh)

52,3

-9% vs 1T25



Índ. de Renováveis (vs Média esp. de LP para GCF)	1T26	1T25	Δ YoY
Europa	103%	93%	+10 pp
América do Norte	101%	107%	-6 pp
América do Sul	84%	96%	-13 pp
APAC	101%	93%	+8 pp
EDPR	100%	101%	-2 pp

Fator Utilização	1T26	1T25	Δ YoY
Europa	28,6%	27,9%	+1 pp
América do Norte	33,5%	37,1%	-4 pp
América do Sul	24,1%	30,4%	-6 pp
APAC	17,5%	15,9%	+2 pp
EDPR	30,7%	32,6%	-2 pp

Geração de Eletricidade (GWh)	1T26	1T25	Δ YoY
Europa	3.307	3.147	+5%
América do Norte	6.623	6.488	+2%
América do Sul	942	946	-0,5%
APAC	426	344	+24%
EDPR	11.299	10.925	+3%

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.

Preço Médio de Venda (por MWh)	1T26	1T25	Δ YoY
Europa	72,3€	84,0€	-14%
América do Norte	48,8US\$	48,8US\$	+0,1%
América do Sul	251,4R\$	186,7R\$	+35%
APAC	85,9€	90,0€	-4%
EDPR¹	52,3€	57,1€	-9%

Vendas de Eletricidade (€M)	1T26	1T25	Δ YoY
Europa	239	264	-10%
América do Norte	276	301	-8%
América do Sul	38	29	+35%
APAC	37	31	+18%
EDPR¹	591	624	-5%

Proveitos com Parcerias Institucionais (€M)	1T26	1T25	Δ YoY
Proveitos com Parcerias Institucionais	127	114	+11%

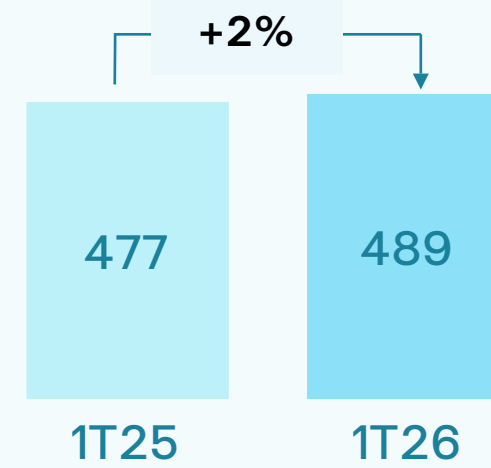
Receitas (€M)	1T26	1T25	Δ YoY
Europa	234	279	-16%
América do Norte	405	424	-5%
América do Sul	34	25	+39%
APAC	37	31	+17%
EDPR¹	711	763	-7%

1.3. Desempenho Financeiro

EBITDA Recorrente
(€M)

489

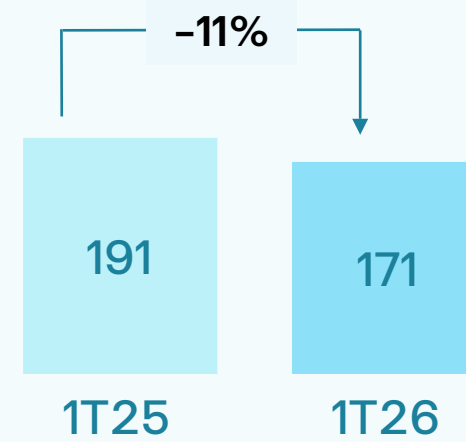
+2% vs 1T25



Core Opex Recorrente¹
(€M)

170

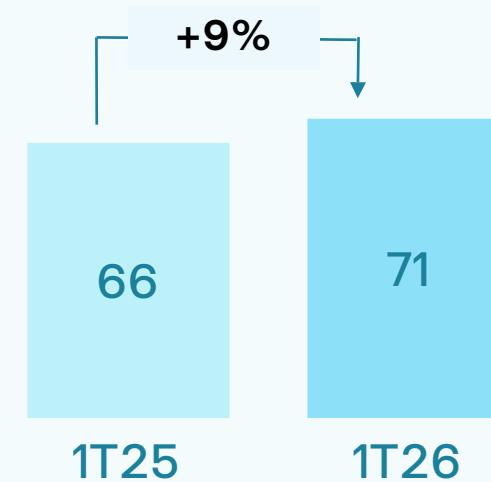
-11% vs 1T25



Resultado Líquido Recorrente
(€M)

71

+9% vs 1T25



¹ Nota: Core Opex = Fornecimentos e serviços externos + Custos com pessoal

Demonstração de Resultados (€M)	1T26	1T25	Δ %
Receitas e custos com vendas de electricidade	584	649	-10%
Proveitos com Parcerias Institucionais	127	114	+11%
Receitas	711	763	-7%
Outros proveitos operacionais	28	15	+84%
Custos Operacionais	-272	-324	-16%
Fornecimentos e serviços externos (FSE)	-112	-120	-7%
Custos com pessoal (CP)	-59	-71	-17%
Core Opex	-171	-191	-11%
Recurring Core Opex	-170	-191	-11%
Outros custos operacionais	-101	-132	-24%
Ganhos/(perdas) em associadas	21	21	-2%
EBITDA	488	476	+2%
EBITDA Recorrente	489	477	+2%
Provisões	-0,1	-0,2	-44%
Depreciações, Amortizações e Imparidades	-237	-246	-4%
Amortização dos proveitos diferidos (gov. grants)	7	12	-41%
EBIT	258	241	+7%
Resultados Financeiros	-113	-125	-10%
Juros Financeiros	-103	-113	-9%
Custos com parcerias com investidores institucionais	-24	-26	-9%
Custos financeiros capitalizados	18	26	-30%
Diferenças Cambiais e Derivados	2	-4	—
Outros	-5	-8	-33%
Resultados antes de Impostos e CESE	145	116	+25%
IRC e impostos diferidos ¹	-39	-41	-5%
Resultado Líquido do Exercício	106	75	+42%
Interesses não controláveis	-36	-23	+54%
Resultado Líquido (Acionistas EDPR)	70	52	+36%
Resultado Líquido Recorrente	71	66	+9%

FX (€/)	1T26	1T25	Δ YoY
\$Final do Período	1,15	1,08	+6%
\$Média	1,17	1,05	+11%
\$R Final do Período	6,01	6,25	-4%
\$R Média	6,16	6,16	—

Rácios de Eficiência e Rentabilidade	1T26	1T25	Δ YoY
Core Opex Anualizado/MW médio (€m)	36,9	44,8	-18%
Core Opex Aj. Anualizado/MW médio (€m) ²	40,7	41,9	-3%
Margem EBITDA Recorrente	69%	62%	+6 pp
EBITDA Recorrente/MW médio (€m)	26,4	27,9	-6%

¹ Inclui €2M de contribuições extraordinárias para o setor energético (CESE).

² Ajustado por custos offshore (maioritariamente imputados às SPVs dos projetos), service fees e itens não recorrentes no 1T26, bem como pela sazonalidade de O&M no 1T26. Nota: Core Opex = Fornecimentos e serviços externos + Custos com pessoal

1.4. Fluxo de Caixa e Investimentos

Fluxo de Caixa (€M)	1T26	1T25	Δ %
EBITDA	488	476	+2%
Itens que Não Caixa	-137	-127	+8%
Impostos Pagos	-10	-16	-37%
Variações de Fundo de Maneio	-37	-78	-53%
Fluxo gerado pelas Operações¹	304	256	+19%
Juros Financeiros Pagos	-127	-27	—
Parcerias	-15	-65	-76%
Outros ²	-20	-23	-12%
Fluxo de Caixa Orgânico	142	140	+1%
Investimento Líquido de Expansão	-414	-857	-52%
Dividendos pagos aos Acionistas da EDPR	0	0	-100%
Forex	-47	59	—
Outros (inclui efeitos não recorrentes) ³	0	13	—
Redução / (Aumento) da Dívida Líquida	-319	-645	-51%

Investimentos (€M)	1T26	1T25	Δ %
Capex Total	324	610	-47%
Europa	105	144	-27%
América do Norte	189	367	-49%
América do Sul	16	74	-79%
APAC	14	24	-41%
Outros	1	0	+110%
Investimentos financeiros (líquido)	17	0	—
Investimento bruto	341	609	-44%
(-) Proveitos de Rotação de Ativos	-253	0	—
(-) Proveitos de Parceiras Institucionais EUA	-142	-74	+91%
Outros ⁴	468	322	+45%
Investimento Líquido de Expansão	414	857	-52%

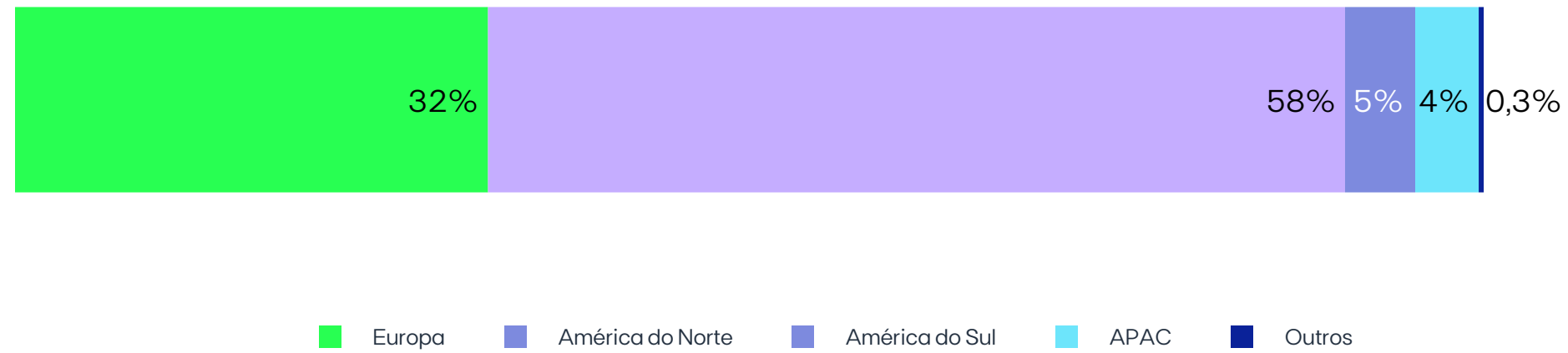
¹ Nome mudado de "Fluxo Recorrente de Atividades Operacionais", mas o racional por detrás dos valores mantém-se igual. Inclui ganhos de rotação de ativos de €5M no 1T26 e ausência de ganhos no 1T25.

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.

Capex por Região

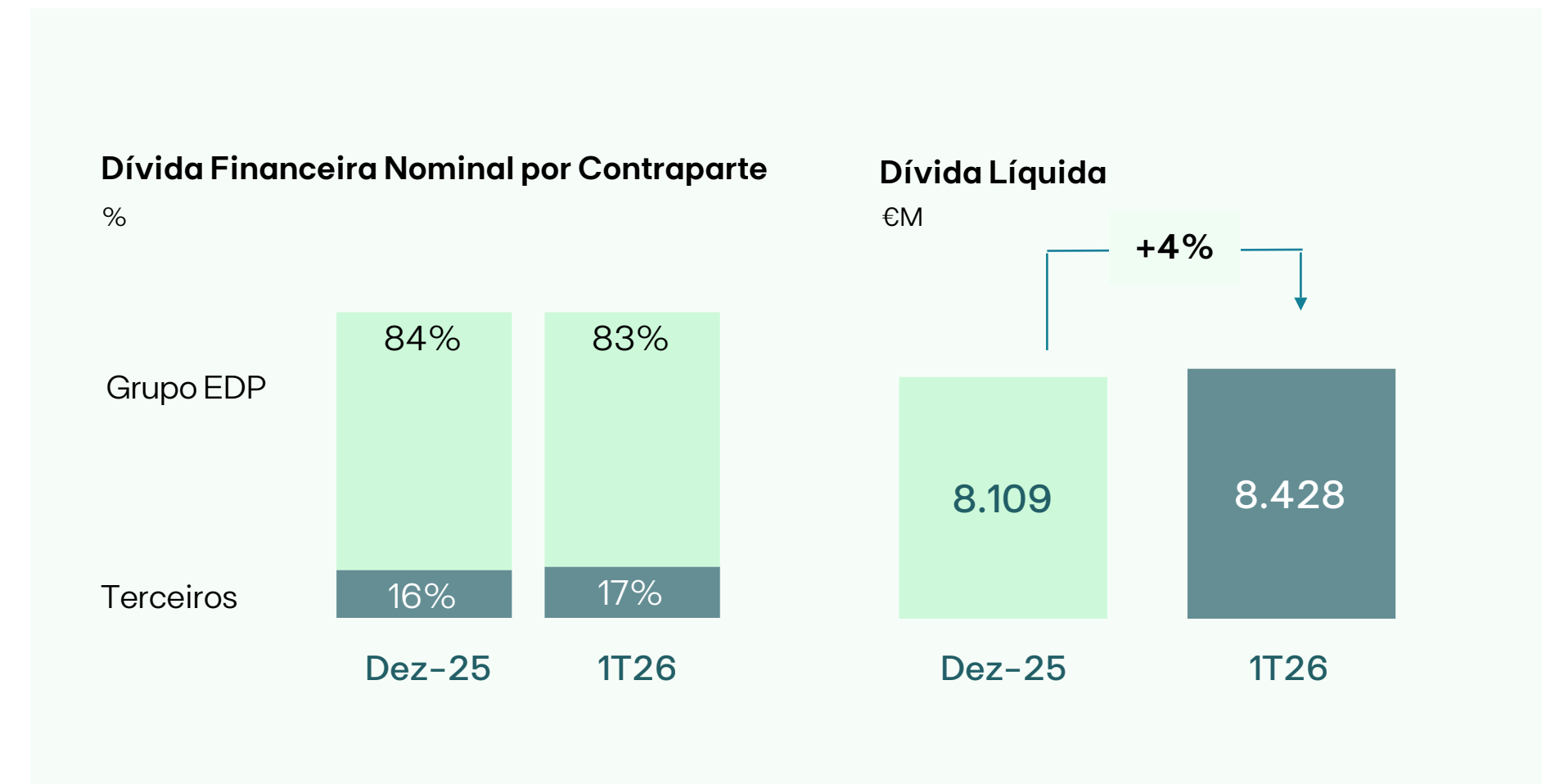


Ativos fixos tangíveis (€M)	Mar-26	Dez-25	Δ €
Ativos fixos tangíveis (líquidos)	21.401	20.901	+499
(-) Ativos fixos tangíveis em desenvolvimento (inc.imparidades) ¹	4.311	4.452	-142
(+) Amortizações e imparidades acumuladas	9.822	9.465	+357
(-) Subsídios ao investimento	770	757	+13
(=) Capital investido em ativos operacionais	26.142	25.157	+985
(-) Proveitos de TEI acumulados	6.154	5.874	+280
Ativos fixos tangíveis em desenvolvimento (€M)	Mar-26	Dez-25	Δ €
Ativos fixos tangíveis em desenvolvimento (líquidos de imparidades)	3.359	3.538	-179

¹ Nome mudado de "Ativos fixos tangíveis em fase de construção", mas o racional por detrás dos valores mantém-se igual.

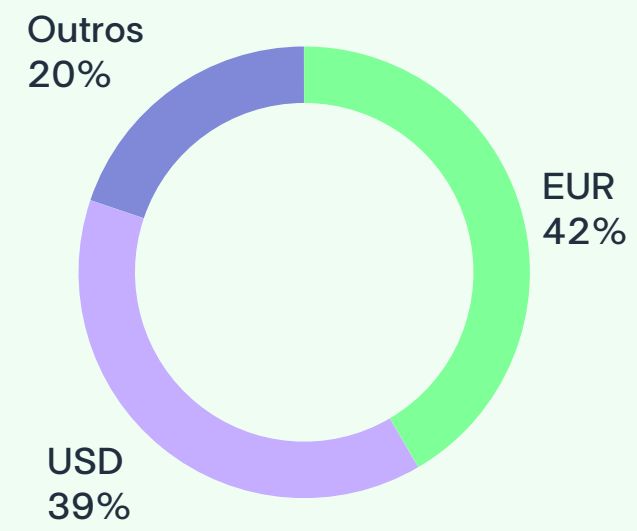
1.5. Dívida Líquida

Dívida Líquida (€M)	Mar-26	Dez-25	Δ €
Dívida Financeira Nominal	9.158	9.231	-73
Dív. com Terceiros	1.558	1.469	+88
Dív. com Grupo EDP	7.600	7.761	-162
Accrued Interest	169	152	+17
Depósitos Colaterais	-71	-68	-3
Dívida Financeira + Juros a liquidar	9.255	9.314	-59
Caixa e Equivalentes	-827	-1.199	+372
Custos Diferidos	-11	-11	—
Empréstimos a Empresas do grupo EDP e outros	11	4	+6
Dívida Líquida	8.428	8.109	+319
Dívida Média (€M)	1T26	2025	Δ %
Dívida Financeira Nominal Média	9.167	9.806	-7%
Dívida Líquida Média	8.369	8.960	-7%
Rácio de Dívida Líquida (x)	Mar-26	Dez-25	Δ
Dívida Líquida/EBITDA últimos 12 meses	4,3x	4,2x	+0,1x
Dívida Líquida/EBITDA Recorrente últimos 12 meses	4,2x	4,1x	+0,1x

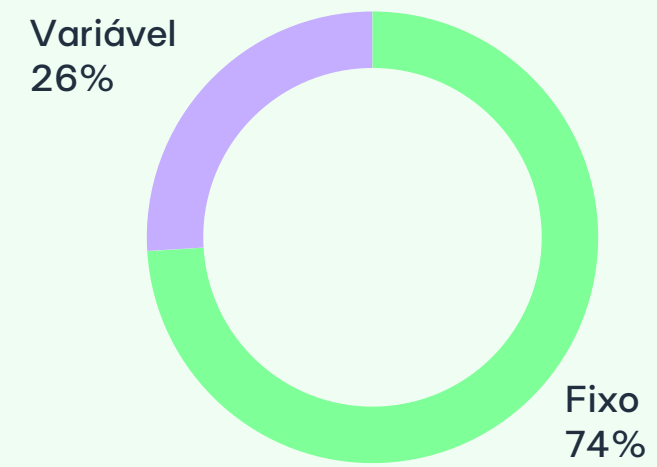


Análise da Dívida Financeira Nominal

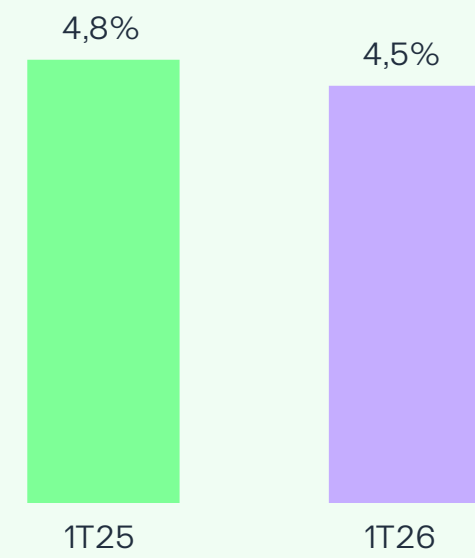
por Divisa



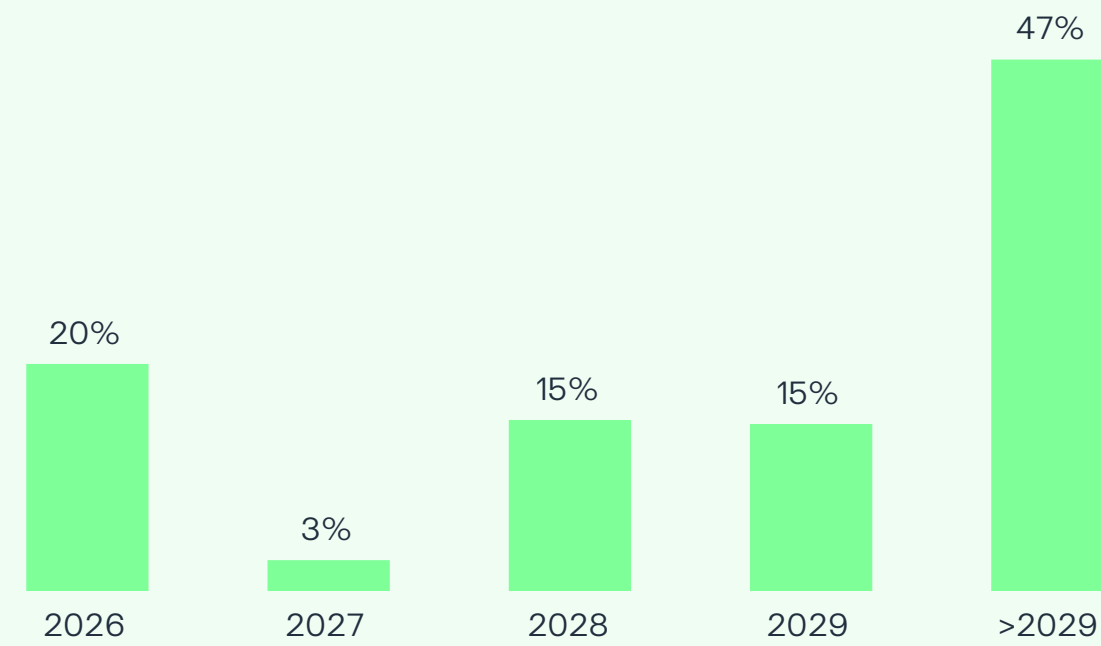
por Tipo



Custo médio da dívida



por Maturidade





Índice

02. Detalhe por Região



2.1. Europa

18

2.2. América do Norte

20

2.3. América do Sul

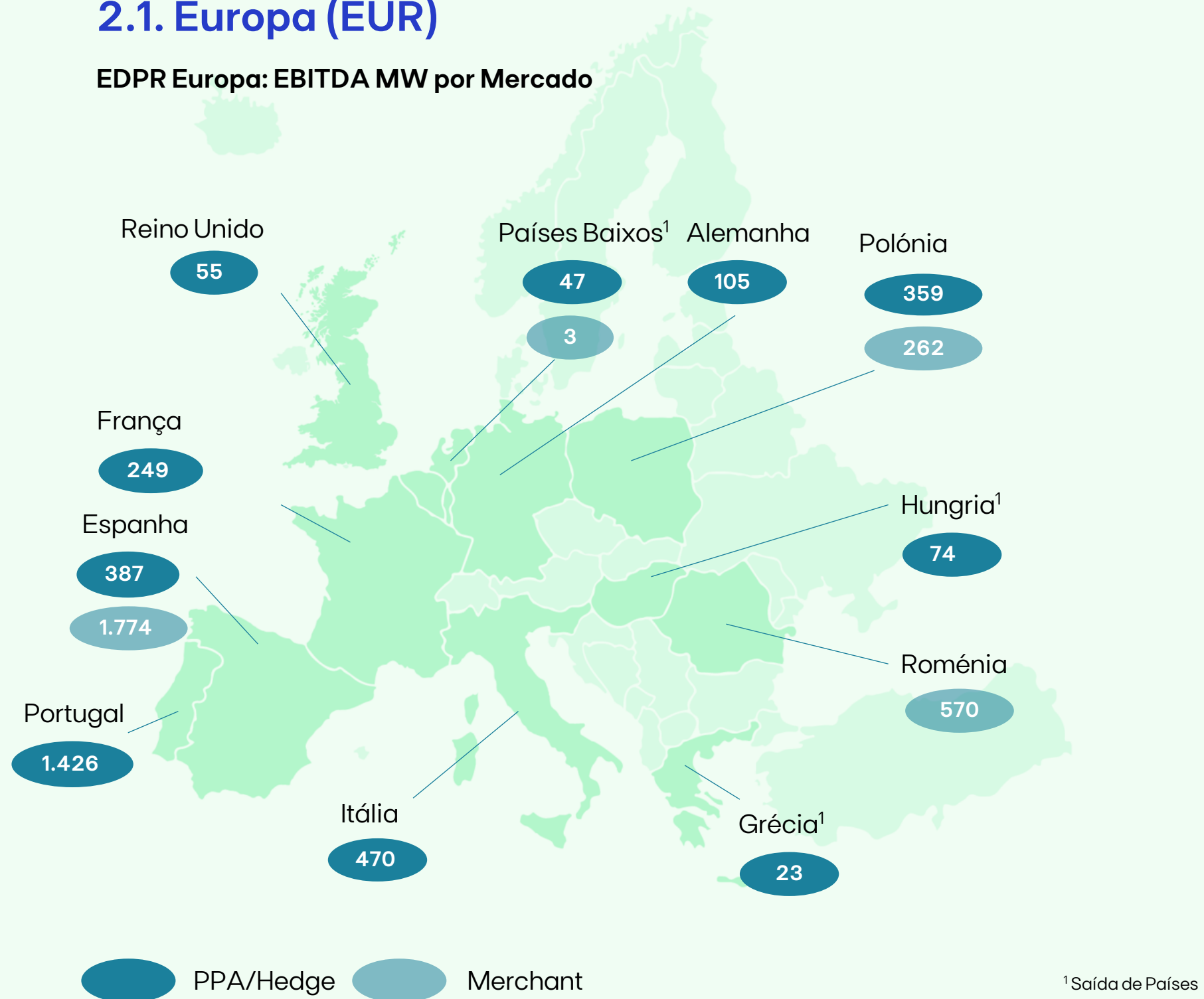
22

2.4. APAC

24

2.1. Europa (EUR)

EDPR Europa: EBITDA MW por Mercado



Demonstração de Resultados (€M)	1T26	1T25	Δ YoY
Receitas	234	279	-16%
Outros proveitos operacionais	9	6	+50%
Custos Operacionais	-100	-115	-14%
Fornecimentos e serviços externos (FSE)	-64	-56	+14%
Custos com pessoal (CP)	-12	-19	-30%
Outros custos operacionais	-23	-40	-42%
Ganhos/(perdas) em associadas	1	-1	—
EBITDA	144	168	-14%
EBITDA/Receitas	62 %	60 %	+1pp
Provisões	—	—	—
Depreciações, Amortizações e Imparidades	-63	-66	-5%
Amortização dos proveitos diferidos (gov. grants)	0,2	0,5	-70%
EBIT	81	103	-21%

Rátios eficiência	1T26	1T25	Δ YoY
Core Opex/MW méd. anualizado (€m)	54,7	54,0	+1%

Indicadores Operacionais

	EBITDA MW			Fator Utilização			Geração (GWh)			Preço Médio de Venda (€/MWh)		
	1T26	1T25	Δ YoY	1T26	1T25	Δ YoY	1T26	1T25	Δ YoY	1T26	1T25	Δ YoY
Espanha	2.161	2.335	-173	29,2 %	28,3 %	+1pp	1.317	1.288	+2%	51	69	-27%
Portugal	1.426	1.413	+13	33,0 %	29,9 %	+3pp	1.011	870	+16%	74	78	-4%
França	249	280	-30	25,8 %	25,0 %	+1pp	126	142	-11%	62	73	-15%
Bélgica	0	11	-11	— %	28,2 %	— pp	0	6	—	0	73	—
Polónia	621	621	—	23,8 %	28,3 %	-5pp	312	358	-13%	93	107	-13%
Roménia	570	570	—	26,1 %	25,7 %	+0,4pp	306	289	+6%	108	127	-15%
Itália	470	509	-38	23,9 %	23,9 %	— pp	194	129	+50%	122	128	-5%
Grécia ¹	23	150	-127	— %	22,1 %	— pp	0	55	—	0	79	—
UK	55	5	+50	28,5 %	25,5 %	+3pp	4	3	+38%	171	173	-2%
Hungria	74	74	—	— %	— %	— pp	15	0	—	82	0	—
Países Baixos ²	49	49	—	— %	— %	— pp	9	8	+15%	84	75	+12%
Alemanha ²	105	0	+105	— %	— %	— pp	15	0	—	76	0	—
Europa	5.804	6.014	-210	28,6 %	27,9 %	+1pp	3.307	3.147	+5%	72	84	-14%

Interesses não controláveis (MW líq.)	1T26	1T25	Δ YoY
Espanha	83	83	—
Portugal	360	354	+6
Resto da Europa	46	21	+25
Europa	490	458	+32

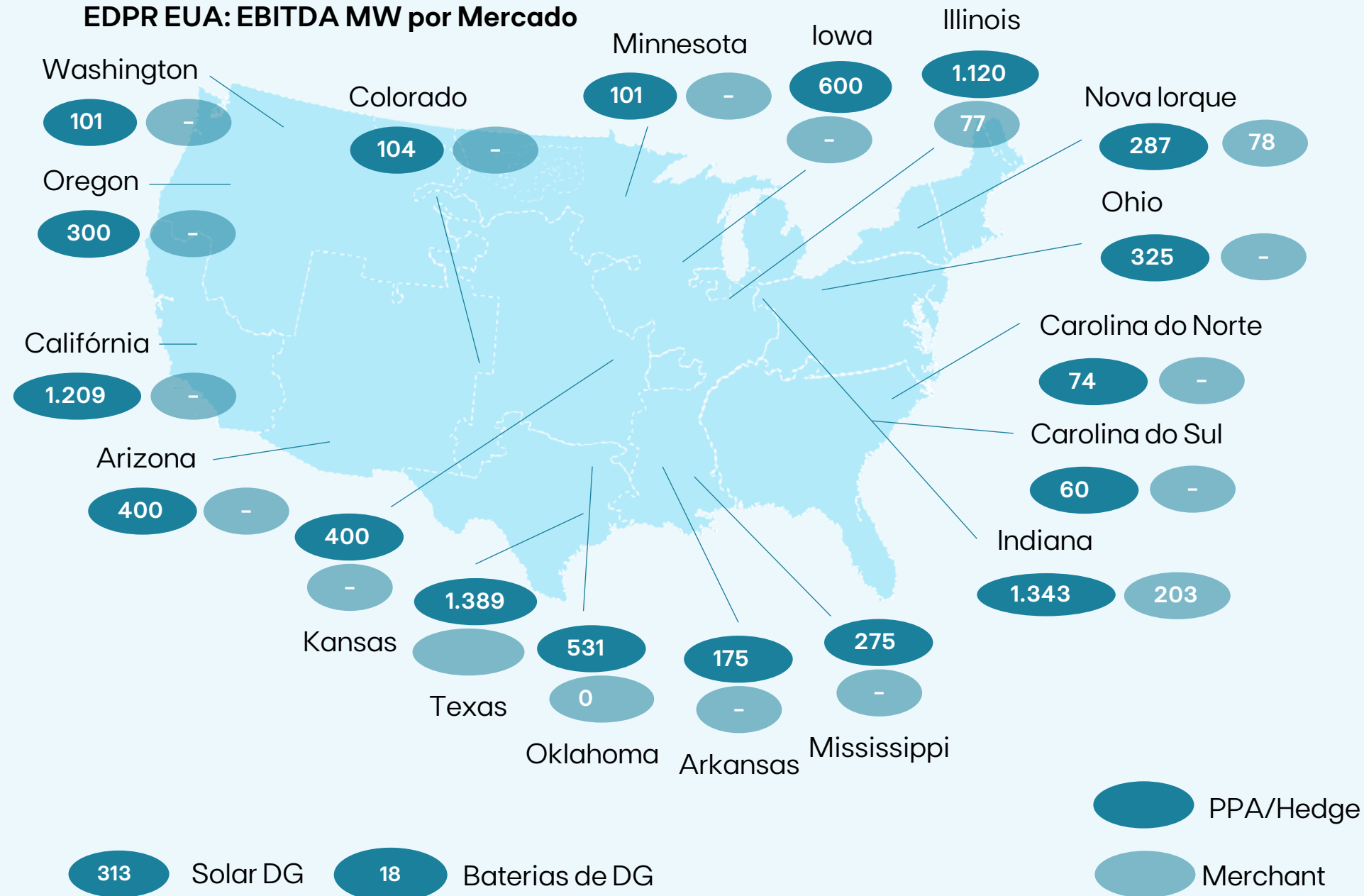
Equity MWs	1T26	1T25	Δ YoY
Espanha	119	120	-1
Portugal	28	28	—
Resto da Europa	732	652	+80
Europa	878	800	+79

¹ Projeto na Grécia em fase de teste.

² Fator de utilização dos Países Baixos não reportado dada a imaterial contribuição no período.

2.2. América do Norte (USD)

EDPR EUA: EBITDA MW por Mercado



Demonstração de Resultados (\$M)	1T26	1T25	Δ YoY
Receitas e custos com vendas de electricidade	326	327	-0,3%
Proveitos com Parcerias Institucionais	148	120	+24%
Receitas	474	447	+6%
Outros proveitos operacionais	20	9	+114%
Custos Operacionais	-172	-169	+2%
Fornecimentos e serviços externos (FSE)	-62	-65	-5%
Custos com pessoal (CP)	-30	-33	-8%
Outros custos operacionais	-81	-71	+13%
Ganhos/(perdas) em associadas	13	12	+4%
EBITDA	334	299	+12%
EBITDA/Receitas	71 %	67 %	+4 pp
Provisões	-	-	-
Depreciações, Amortizações e Imparidades	-170	-163	+4%
Amortização dos proveitos diferidos (gov. grants)	8	12	-34%
EBIT	172	148	+17%

FX (€/€/\$)	1T26	1T25	Δ YoY
Final do Período	1,15	1,08	+6 %
Média	1,17	1,05	+11 %

Rácios eficiência	1T26	1T25	Δ YoY
Core Opex/MW méd. anualizado (\$m)	36,8	43,5	-15%

Indicadores Operacionais

	EBITDA MW			Fator Utilização			Geração (GWh)			Preço Médio de Venda (\$/MWh)		
	1T26	1T25	Δ YoY	1T26	1T25	Δ YoY	1T26	1T25	Δ YoY	1T26	1T25	Δ YoY
EUA	9.484	8.419	+1.065	33,6 %	37,4 %	-4 pp	6.179	6.032	+2%	48	48	+0,3%
Canadá	130	130	—	37,8 %	45,2 %	-7 pp	106	127	-16%	65	63	+4%
México	496	496	—	30,9 %	28,8 %	+2 pp	338	329	+3%	53	54	-2%
América do Norte	10.109	9.044	+1.065	33,5 %	37,1 %	-4 pp	6.623	6.488	+2%	49	49	+0,1%

Interesses não controláveis (MW líq.)

	1T26	1T25	Δ YoY
EUA	1.959	1.130	+829
Canadá	65	65	—
México	98	98	—
América do Norte	2.121	1.292	+829

Equity MWs

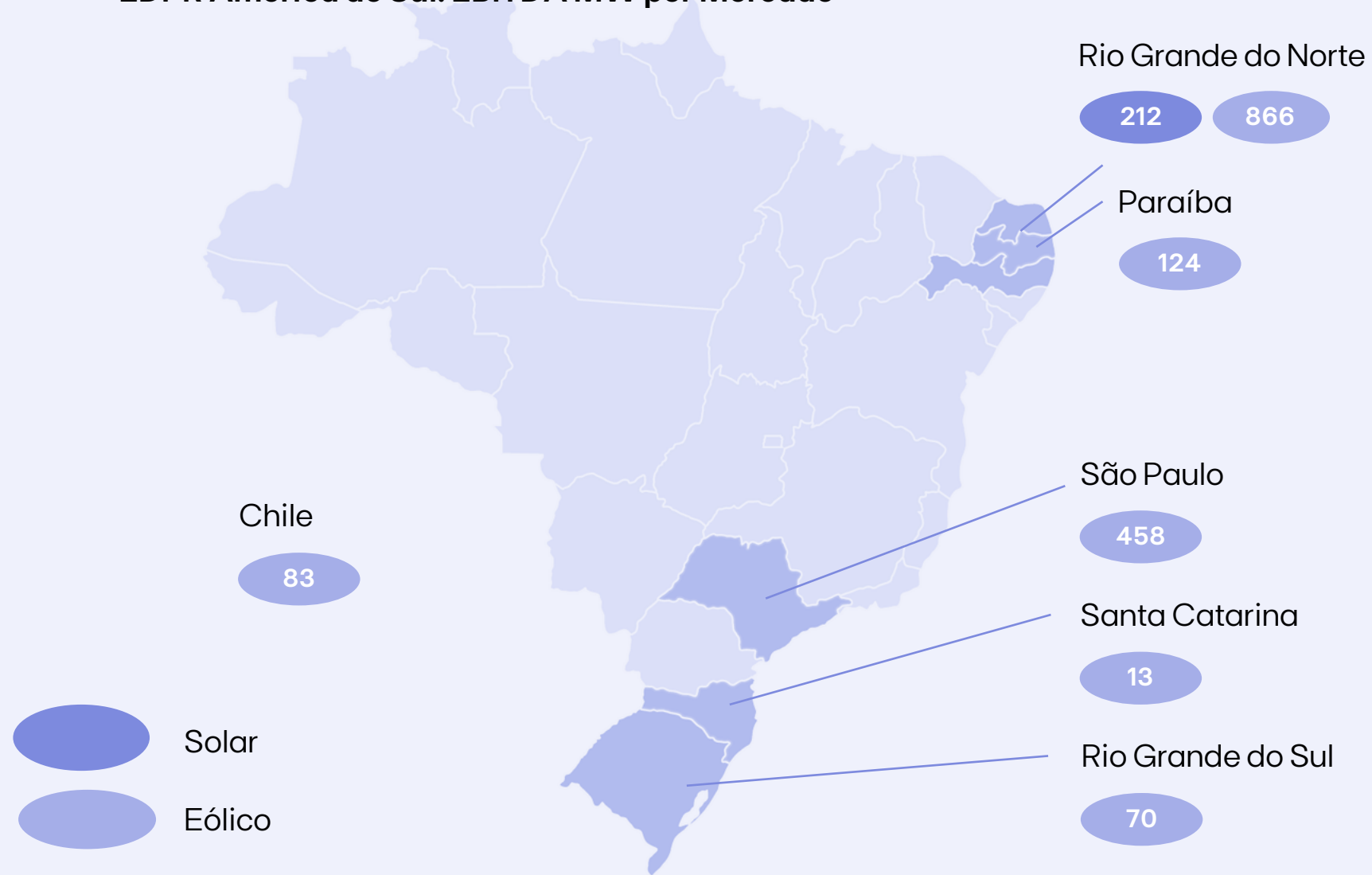
	1T26	1T25	Δ YoY
EUA	641	660	-19
Canadá	59	59	—
México	—	—	—
América do Norte	701	719	-19

MW por Incentivo

	1T26	1T25	Δ YoY
MW com PTCs	2.828	3.030	-202
MW com ITCs	2.803	1.995	+809
MW com Cash Grant e Self Shelter	1.014	1.014	—

2.3. América do Sul (EUR)

EDPR América do Sul: EBITDA MW por Mercado



FX (€/\$\$)	1T26	1T25	Δ YoY
Final do Período	6,01	6,25	-4%
Média	6,16	6,16	—

Rácios eficiência	1T26	1T25	Δ YoY
Core Opex/MW méd. anualizado (€m)	24,6	28,0	-12%

Demonstração de Resultados (€M)	1T26	1T25	Δ YoY
Receitas	34,31	24,72	+39%
Outros proveitos operacionais	—	—	—%
Custos Operacionais	-11,51	-11,76	-2%
Fornecimentos e serviços externos (FSE)	-9,08	-8,77	+3%
Custos com pessoal (CP)	-2,15	-1,66	+29%
Outros custos operacionais	-0,28	-1,33	-79%
Ganhos/(perdas) em associadas	—	—	—
EBITDA	22,80	12,96	+76%
EBITDA/Receitas	66 %	52 %	+14,04
Provisões	-0,11	-0,08	+45%
Depreciações, Amortizações e Imparidades	-9,75	-8,23	+18%
Amortização dos proveitos diferidos (gov. grants)	—	—	—
EBIT	12,94	4,65	+178%

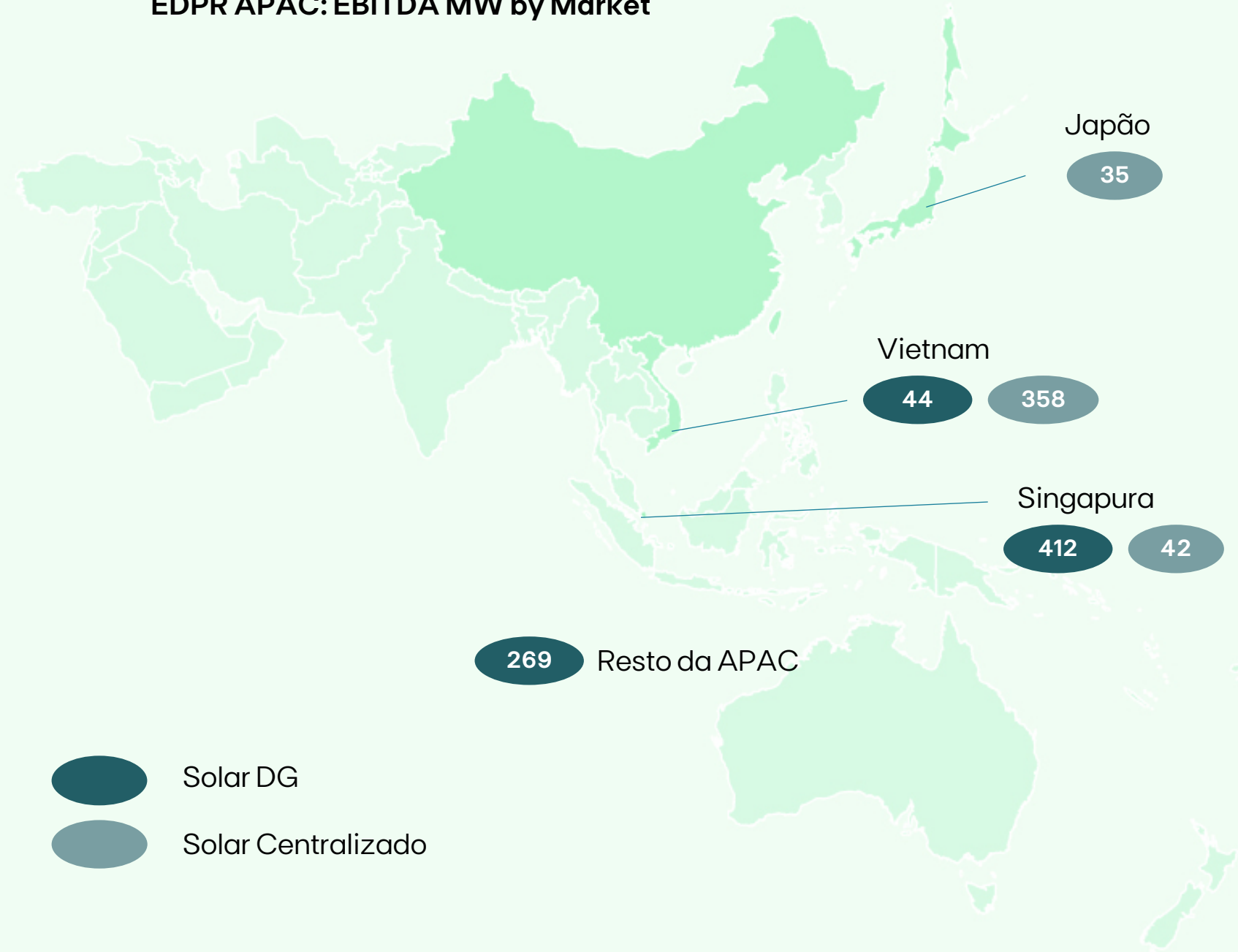
Indicadores Operacionais												
	EBITDA MW			Fator Utilização			Geração (GWh)			Preço Médio de Venda (€/MWh)		
	1T26	1T25	Δ YoY	1T26	1T25	Δ YoY	1T26	1T25	Δ YoY	1T26	1T25	Δ YoY
Brasil	1.743	1.619	+124	24,5 %	31,2 %	-7 pp	912	916	-0,4%	40,6	30,3	+34%
Chile	83	83	—	16,7 %	17,3 %	-1pp	30	31	-3%	48,5	25,6	+90%
América do Sul	1.826	1.702	+124	24,1 %	30,4 %	-6 pp	942	946	-0,5%	40,8	30,1	+36%

Interesses não controláveis (MW líq.)	1T26	1T25	Δ YoY
Brasil	162	162	—
Chile	—	—	—
América do Sul	162	162	—

Nota: Apenas considera países com ativos em operação.

2.4. APAC (EUR)

EDPR APAC: EBITDA MW by Market



Demonstração de Resultados (€M)	1T26	1T25	Δ YoY
Receitas	37	31	+17%
Outros proveitos operacionais	1	0	—
Custos Operacionais	-18	-20	-12%
Fornecimentos e serviços externos (FSE)	-6	-6	-5%
Custos com pessoal (CP)	-5	-7	-32%
Outros custos operacionais	-7	-7	-1%
Ganhos/(perdas) em associadas	—	—	—
EBITDA	20	11	+75%
EBITDA/Receitas	54 %	36 %	+18 pp
Provisões	—	—	—
Depreciações, Amortizações e Imparidades	-14	-14	-1%
Amortização dos proveitos diferidos (gov. grants)	0,1	0,03	+82%
EBIT	6	-3	—

Rácios eficiência	1T26	1T25	Δ YoY
Core Opex/MW méd. anualizado (€m)	35,8	50,1	-29%

Indicadores Operacionais

	EBITDA MW			Fator Utilização			Geração (GWh)			Preço Médio de Venda (€/MWh)		
	1T26	1T25	Δ YoY	1T26	1T25	Δ YoY	1T26	1T25	Δ YoY	1Q26	1Q25	Δ YoY
Vietname	402	402	—	23,2 %	20,7 %	+2 pp	202	178	+13 %	72,5	82,3	-12%
Singapura	454	376	+78	16,8 %	12,0 %	+5 pp	151	99	+52 %	105,9	111,1	-5%
RdAPAC	304	261	+43	11,7 %	10,4 %	+1pp	74	67	+11 %	81,8	79,0	+4%
APAC	1.161	1.040	+120	17,5 %	15,9 %	+2 pp	426	344	+24 %	85,9	90,0	-4%

Interesses não controláveis (MW líq.)	1T26	1T25	Δ YoY	Equity MWs	1T26	1T25	Δ YoY
Vietname	62	62	—	Vietname	—	—	—
Singapura	—	—	—	Singapura	—	—	—
RdAPAC	10	13	-2	RdAPAC	6	11	-5
APAC	72	74	-2	APAC	6	11	-5

Índice

03. Demonstrações Financeiras ∨

3.1. EDPR: Balanço

27

3.2. EDPR: Demonstração de Resultados por Região

28

3.3. EDPR Europa: Demonstração de Resultados por País

29

3. Demonstrações Financeiras

3.1. EDPR: Balanço

Ativos (€M)	Mar-26	Dez-25	Δ €
Ativos fixos tangíveis (líquido)	21.401	20.901	+499
Ativos intangíveis & goodwill (líquido)	2.487	2.470	+17
Investimentos financeiros (líquido)	1.179	1.158	+21
Impostos diferidos ativos	788	774	+14
Inventários	246	241	+5
Clientes (líquido)	689	577	+113
Outros devedores (líquido)	1.819	2.170	-350
Ativos sob direito de uso	838	818	+20
Depósitos colaterais	71	68	+3
Caixa e equivalentes	827	1.199	-372
Ativos detidos para venda	—	15	-15
Total Ativo	30.345	30.390	-45

Capital Próprio (€M)	Mar-26	Dez-25	Δ €
Capital + prémios de emissão	7.367	7.367	0
Resultados e outros reservas	3.008	2.692	+316
Resultado líquido consolidado atribuível aos acionistas da EDPR	70	216	-145
Capital Acionista	10.445	10.274	+171
Interesses não controláveis	1.939	1.906	+33
Total do Capital Próprio	12.384	12.180	+204

Passivo (€M)	Mar-26	Dez-25	Δ €
Dívida financeira	9.316	9.372	-56
Passivo com investidores institucionais	1.236	1.247	-10
Rendas venc. de contratos de arrend. (IFRS 16)	935	907	+28
Provisões para riscos e encargos	673	672	+1
Impostos diferidos passivos	979	940	+39
Proveitos diferidos de investidores institucionais	1.755	1.669	+87
Credores e outros passivos (líquido)	3.068	3.404	-336
Total do Passivo	17.961	18.210	-249
Total do Capital Próprio e Passivo	30.345	30.390	-45

3.2. EDPR: Demonstração de Resultados por Região

1T26 (€M)	Europa	América do N.	América do S.	APAC	Outros/Aj.	EDPR
Receitas e custos com vendas de electricidade	234	278	34	37	1	584
Proveitos com Parcerias Institucionais	—	127	—	—	—	127
Receitas	234	405	34	37	1	711
Outros proveitos operacionais	9	17	—	1	1	28
Custos Operacionais	-100	-147	-12	-18	4	-272
Fornecimentos e serviços externos (FSE)	-64	-53	-9	-6	19	-112
Custos com pessoal (CP)	-12	-26	-2	-5	-14	-59
Outros custos operacionais	-23	-69	—	-7	-1	-101
Ganhos/(perdas) em associadas	1	11	—	—	9	21
EBITDA	144	286	23	20	15	488
EBITDA/Receitas	62 %	71 %	66 %	54 %	n.a.	69 %
Provisões	—	—	—	—	—	—
Depreciações, Amortizações e Imparidades	-63	-145	-10	-14	-5	-237
Amortização dos proveitos diferidos (gov. grants)	—	7	—	—	—	7
EBIT	81	147	13	6	10	258

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	—	—	—	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	—	—	11	21
EBITDA	168	284	13	11	-1	476
EBITDA/Receitas	60 %	67 %	52 %	36 %	n.a.	62 %
Provisões	—	—	—	—	—	—
Depreciações, Amortizações e Imparidades	-66	-155	-8	-14	-3	-246
Amortização dos proveitos diferidos (gov. grants)	—	11	—	—	—	12
EBIT	103	140	5	-3	-3	241

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

3.3. EDPR Europa: Demonstração de Resultados por País

1T26 (€M)	Espanha	Portugal	RdE	Outros/Aj.	Europa
Receitas	62	75	97	—	234
Custos Operacionais, Outros proveitos operacionais e Ganhos/ (perdas) em associadas	-40	-17	-33	—	-90
EBITDA	22	59	64	—	144
EBITDA/Receitas	35 %	78 %	66 %	n.a.	62 %
D&A, Imparidades e Provisões	-24	-17	-22	—	-63
EBIT	-2	42	41	—	81

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	0	168
EBITDA/Receitas	61 %	74 %	45 %	n.a.	60 %
D&A, Imparidades e Provisões	-24	-16	-26	0	-66
EBIT	38	35	30	0	103

Índice

04. Desempenho ESG



4.1. Desempenho ambiental

31

4.2. Desempenho social

33

4.3. Classificações ESG

35

4.1. Desempenho ambiental

Ambiente	Unidade	1T26	1T25	Δ
Emissões				
Emissões evitadas ¹	ktCO ₂	6.202	6.279	-1%
Emissões totais (âmbitos 1 e 2)	ktCO ₂	10	7	+52%
Emissões de CO ₂ de âmbito 1 ²	ktCO ₂	1,0	0,8	+27%
Emissões de CO ₂ de âmbito 2 ³	ktCO ₂	9	6	+55%
Circularidade				
Resíduos gerados	kt	2,7	0,5	+488%
Resíduos perigosos	kt	0,11	0,10	+7%
Resíduos não perigosos	kt	2,6	0,4	+621%
Resíduos recuperados	%	76 %	51 %	+25 pp
Resíduos perigosos recuperados	%	83 %	86 %	-3 pp
Resíduos não perigosos recuperados	%	76 %	41 %	+35 pp
Gestão Ambiental				
CAPEX ambiental	€M	3	7	-53%
OPEX ambiental	€M	1	2	-37%
Multas e penalidades ambientais	€M	0	0	-

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. Cálculo de acordo com a metodologia *location-based* do Protocolo GHG.

Emissões

As emissões de CO₂ evitadas diminuiram -1% YoY, apesar de um aumento de +3% YoY na geração de eletricidade, uma vez que o fator médio de emissão térmica diminuiu -4% YoY, refletindo um *mix* de geração mais limpo.

O ligeiro aumento das emissões de âmbito 1 foi principalmente impulsionado por uma maior atividade da frota de veículos nos Estados Unidos, refletindo o aumento da capacidade instalada na região (9,5 GW a março de 2026 face a 8,4 GW a março de 2025). Esta evolução foi também suportada por um aumento do consumo de gás natural nos parques eólicos, sobretudo para fornecimento de energia de suporte e necessidades de aquecimento, associado à expansão da atividade operacional.

As emissões de âmbito 2 aumentaram principalmente devido a um maior autoconsumo nos parques de geração de energia, em particular nos Estados Unidos. Esta tendência reflete o crescimento contínuo da capacidade instalada, impulsionado pela energia eólica (+0,3 GW YoY) e, de forma mais significativa, pela expansão dos ativos solares (+0,5 GW YoY), o que levou a um maior consumo próprio nas instalações em operação.

Circularidade

Em linha com o seu compromisso de reforçar a circularidade ao longo de todo o ciclo de vida dos ativos, a EDPR passou a reportar os resíduos gerados nas fases de construção e desmantelamento (para além dos resíduos gerados na fase operacional). Esta expansão do perímetro de reporte representa 85% do aumento interanual do total de resíduos e, caso fosse excluída, os resíduos gerados em 1T26 seriam de cerca de 0,4 kt, em linha com as 0,5 kt registadas em 1T25.

Os resíduos adicionais reportados são não perigosos e altamente recuperáveis, resultando num aumento de +25 pp da taxa total de recuperação. Este aumento foi também influenciado por um evento pontual nos Estados Unidos em 1T25, na sequência de um incêndio numa turbina e de uma falha de equipamento na central de Wildcat Creek, no Indiana, que geraram resíduos não perigosos e não recuperáveis, impactando negativamente a taxa de recuperação nesse trimestre.

Gestão ambiental

O CAPEX ambiental diminuiu principalmente devido a menores investimentos em proteção da paisagem e noutras atividades de proteção ambiental, enquanto o OPEX ambiental também registou uma redução, impulsionada por menores custos associados à biodiversidade e a atividades de proteção ambiental.

Adicionalmente, a EDPR voltou a não registar quaisquer multas ou penalidades ambientais, reforçando a robustez da sua abordagem de gestão ambiental.

A gestão da vegetação baseada na natureza está a impulsionar a eficiência e a sustentabilidade na planta solar Pereira Barreto, Brasil

Os compromissos ambientais da EDPR posicionam a proteção e o restauro da natureza como fatores-chave para a resiliência climática, a gestão do risco e o desempenho sustentável do negócio a longo prazo, assumindo simultaneamente a natureza como parte da solução.

Um exemplo prático desta abordagem está em curso na planta solar de Pereira Barreto, no Brasil, onde a EDPR lançou, em 2023, um projeto-piloto para explorar alternativas mais sustentáveis à gestão mecanizada tradicional da vegetação em ativos solares e eólicos de grande escala. Com base nos resultados positivos da fase inicial, a iniciativa evoluiu recentemente para uma nova etapa, focada no teste de um modelo integrado baseado na natureza.

Nesta fase, a gestão da vegetação está a ser implementada numa área piloto dedicada de 5 a 10 hectares, combinando três soluções complementares aplicadas em paralelo: o **pastoreio de ovelhas** como forma natural e contínua de controlo da vegetação; a **regulação hormonal** do crescimento, que limita o desenvolvimento das plantas de acordo com critérios ambientais rigorosos sem eliminar a vegetação; e a **replantação de espécies locais de baixo crescimento**, que não excedem 30 cm de altura, contribuindo para reduzir a necessidade de intervenções recorrentes.

Enquanto esta abordagem integrada está a ser testada, as áreas remanescentes continuam sob gestão mecanizada, permitindo uma comparação direta de desempenho, impactos ambientais e escalabilidade.

Este projeto é uma das várias iniciativas através das quais a EDPR está a traduzir os seus compromissos ambientais em ações concretas no terreno, demonstrando como soluções baseadas na natureza podem apoiar a eficiência operacional, a proteção ambiental e a sustentabilidade de longo prazo dos seus ativos.



4.2. Desempenho social

Pessoas	Unidade	1T26	1T25	Δ
A equipa				
Colaboradores	#	2.615	2.896	-10%
Rotatividade ¹	%	5 %	4 %	+0,3 pp
Mulheres	%	34 %	34 %	- pp
Mulheres em cargos de liderança	%	27 %	25 %	+2 pp
Formação				
Investimento em formação por colaborador	€/p	232	200	+16%
Horas de formação por colaborador	h/p	4,4	3,8	+16%
Colaboradores formados	%	68 %	63 %	+5 pp
Prevenção e Segurança				
Acidentes fatais ²	#	0	0	-
Acidentes com ferimentos graves ²	#	0	1	-100%
Acidentes com dias perdidos	#	2	3	-33%
Taxa de frequência ³	x	0,94	0,87	+8%
Colaboradores EDPR	x	0,0	0,0	-
Prestadores de serviços	x	1,9	1,4	+40%
Taxa de gravidade ⁴	x	54	45	+20%
Colaboradores EDPR	x	0	5	-100%
Prestadores de serviços	x	112	69	+62%
Comunidades				
Impacto Social				
Investimento social	€M	0,3	0,4	-33%
Colaboradores que participaram em voluntariado	%	1,3 %	1,5 %	-0,2 pp
Horas de trabalho usadas para voluntariado	h	148	133	+11%

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].

A equipa

A variação YoY do número de colaboradores resulta sobretudo de esforços para melhorar a eficiência operacional, incluindo a simplificação da estrutura organizacional, em alinhamento com o crescimento pós-rebase.

Ainda assim, a EDPR conseguiu manter uma rotatividade globalmente estável, preservar a percentagem de mulheres e aumentar em +2 pp a proporção de mulheres em cargos de liderança, refletindo o impacto de promoções internas recentes decorrentes da reorganização e do planeamento de sucessão.

Formação

A percentagem de colaboradores que receberam formação aumentou +5 pp, para 68%, refletindo a conclusão de programas de formação previamente planeados e taxas de participação mais elevadas. A formação digital manteve-se igualmente um foco relevante durante o trimestre, com mais de 800 colaboradores a concluírem iniciativas de formação relacionadas com o digital, apoiando o progresso em direção aos objetivos da Sociedade em matéria de capacitação digital.

Os esforços contínuos da EDPR para reforçar a requalificação e a adaptabilidade a novas funções, em linha com a nova estrutura organizacional, refletem-se também no aumento do investimento em formação e do tempo de formação por colaborador.

Prevenção e Segurança

Não foram registados acidentes com ferimentos graves e fatais (SIF) durante o 1T26, comparado com 1 acidente com ferimentos graves no 1T25.

O número de acidentes com dias de trabalho perdidos (todos envolvendo prestadores de serviços) diminuiu; no entanto, a taxa de frequência aumentou como resultado da redução do número de horas trabalhadas. A diminuição das horas trabalhadas teve também impacto na taxa de gravidade, que aumentou 20% YoY, apesar de uma diminuição de -32% YoY no total de dias perdidos.

A EDPR continua a prosseguir a ambição de zero acidentes SIF, apoiada por iniciativas de segurança em curso em todas as operações e nas práticas com prestadores de serviços.

Comunidades

O investimento social registou uma ligeira diminuição YoY, refletindo principalmente níveis de investimento mais baixos durante o período, em especial na América do Norte. Relativamente ao voluntariado, embora a percentagem de voluntários também tenha diminuído ligeiramente, o número de horas de voluntariado aumentou, uma vez que os voluntários dedicaram mais tempo individual às iniciativas em que participaram.

EDPR reconhecida como Top Employer 2026

A EDPR foi, uma vez mais, reconhecida pelo Top Employers Institute como uma das melhores empresas para trabalhar no mundo em 2026, ao obter a certificação Top Employer 2026. Este reconhecimento reflete o compromisso contínuo da empresa com a promoção de um local de trabalho **centrado nas pessoas, inclusivo e orientado para o desenvolvimento**.

No âmbito do processo de certificação, a EDPR foi sujeita a uma avaliação rigorosa que abrangeu cerca de 250 práticas de gestão de pessoas em 20 dimensões da experiência do colaborador. Os resultados evidenciam o forte desempenho da empresa em áreas como **organização e mudança, digitalização da gestão de Recursos Humanos e ética e integridade**, onde alcançou as classificações mais elevadas.


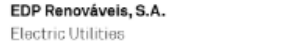











A empresa destacou-se igualmente pela sua cultura de desempenho, assente no **desenvolvimento, propósito e sustentabilidade**, que constituem elementos centrais da proposta de valor da EDPR enquanto empregador. Iniciativas como oportunidades globais de mobilidade interna, comunicação transparente sobre compensação e benefícios, uma rede global de antigos colaboradores (*alumni*) e a integração responsável de ferramentas de IA foram reconhecidas como práticas robustas e competitivas.

Adicionalmente, a EDPR foi distinguida com o selo Top Employer Europe, reforçando a sua posição como empregador de referência no setor das energias renováveis. Esta distinção reflete o foco contínuo da empresa em atrair, desenvolver e envolver talento, **apoiando simultaneamente a transição energética através de uma força de trabalho motivada e capacitada**.



4.3. Classificações ESG

Conquistas em matéria de ESG reconhecidas por instituições de referência, com o objetivo de manter uma posição sólida no desempenho de classificações ESG

Entidade	Classificação	Entidade	Classificação	Reconhecimentos do Grupo EDP ¹
    	73/100 Membro do <i>Sustainability Yearbook</i> (Fev-26)		13,9/100 Risco baixo (Jan-26)	 A List em Clima (Jan-26)
  	A- Líder da Indústria (Jun-25)		AA Líder entre 406 empresas de <i>utilities</i> (Mar-26)	 Uma das empresas mais éticas do mundo (Mar-26)
				 79/100 (Nov-25) Medalha de Compromisso com a Ecovadis EDP SA

¹ Coluna "Reconhecimentos do Grupo EDP": refere-se à avaliação global do Grupo EDP, na qual a EDP Renewables (EDPR) está totalmente incluída.

Índice

05. Anexos



5.1. Enquadramentos Regulatórios

37

5.2. Ocean Winds

41

5.3. Evolução da Cotação da Ação e Estrutura Acionista

42

5.1. Enquadramentos Regulatórios








Península Ibérica	Espanha	<ul style="list-style-type: none"> • 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. • 1º leilão sobre o novo esquema de REER realizado em jan-21 e out-21, alocando CfDs a 12 anos. • PPAs passaram também a ser uma rota comum no mercado de renováveis em Espanha.
	Portugal	<ul style="list-style-type: none"> • 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. • Na ausência de leilões, os PPAs também se tornaram comuns
Resto da Europa	França	<ul style="list-style-type: none"> • 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), para eólico e solar.

Resto da Europa	Itália	<ul style="list-style-type: none"> • 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. • PPAs também são comuns especialmente para energia solar fotovoltaica
	Polónia	<ul style="list-style-type: none"> • 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 PPAs também se tornaram numa via relevante de assegurar contratos de energia. • As baterias participam no mercado de capacidade que pode ser combinada com uma rota segura para mercados como tollings ou operações comerciais e/ou comerciais
	Roménia	<ul style="list-style-type: none"> • 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 PPAs.
	Países Baixos	<ul style="list-style-type: none"> • Esquema de SDE++, com CfD unilateral a 15 anos para ativos existentes. O esquema pode ser combinado com PPAs. • SDE ++ scheme, one side CfD granted for 15y for existing assets. The scheme can be combined with PPAs.
	Reino Unido	<ul style="list-style-type: none"> • 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 PPAs (dois ativos EDPR com atribuição).

Resto da Europa	Grécia	<ul style="list-style-type: none"> • CfD de 20 anos não indexado, alocado por leilões.
	Hungria	<ul style="list-style-type: none"> • Ativos solar PV podem beneficiar de CfD a 15 anos indexado a CPI-1% atribuído através de leilões sobre esquema METAR. • PPAs também disponíveis no mercado.
	Alemanha	<ul style="list-style-type: none"> • CfD unilateral de 20 anos disponível. • PPAs também disponíveis.
América do Norte	EUA	<ul style="list-style-type: none"> • Vendas podem ser através de PPAs (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: <ul style="list-style-type: none"> • PTC (Production Tax Credit) para projetos eólicos ao longo de 10 anos pós-COD (máx. \$26/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 (Investment Tax Credit) 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 em ago-22: os PTCs & ITCs são tecnologicamente-neutros e estruturados com valor base de \$5/MWh e 6%, respetivamente. Requirements de trabalho e formação aumentam estes valores para \$30/MWh (em 2024, ajustadas por inflação) e 30%. Potenciais acréscimos estão disponíveis para conteúdo doméstico e bónus de localização, acrescentando um potencial de +\$6/MWh para PTC e +10% para ITC. • Efeito do One Big Beautiful Bill sobre o IRA em jul-25: <ul style="list-style-type: none"> • Para usufruir do valor total do ITC ou PTC, os projetos eólicos e solares devem estar em operação até ao final de 2027, ou iniciar a construção até 4 de julho de 2026 e entrar em operação até ao final de 2030. • Projetos de baterias mantêm a elegibilidade total para crédito fiscal se a construção começar até ao final de 2033, com redução para 75% em 2034, 50% em 2035 e 0% a partir daí.

América do Norte	Canadá	<ul style="list-style-type: none"> • Ontário: Large Renewable Procurement e Solicitação de propostas de longo prazo sobre adequação de recursos. • Alberta: As vendas podem ser acordadas através de PPAs de longo prazo.
	México	<ul style="list-style-type: none"> • 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.
América do Sul	Brasil	<ul style="list-style-type: none"> • Antiga capacidade instalada sob tarifa feed-in (PROINFA). • Desde 2008, leilões competitivos com atribuição de PPAs a 20 anos.
	Chile	<ul style="list-style-type: none"> • PPA a 20 anos com retalhistas atribuídos através de leilões (pre-2021) e PPA a 15 anos para ativos do leilão de 2021.
Ásia-Pacífico	APAC	<ul style="list-style-type: none"> • Vietname: FiT de 20 anos. • Vietname: Mecanismo de PPA direto (Físico e Virtual) disponível. • Vietname: 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: PPAs disponíveis com PPA no local preferido, pois a maior parte da geração é DG. • Singapura: Net metering disponível. • China: PPAs corporativos para Solar DG on-site. Preço flutuante baseado num desconto na tarifa industrial local. • Taiwan: FiT de 20 anos. • Japão: 20 anos Feed-in Premium + PPA virtuais
		Ocean Winds

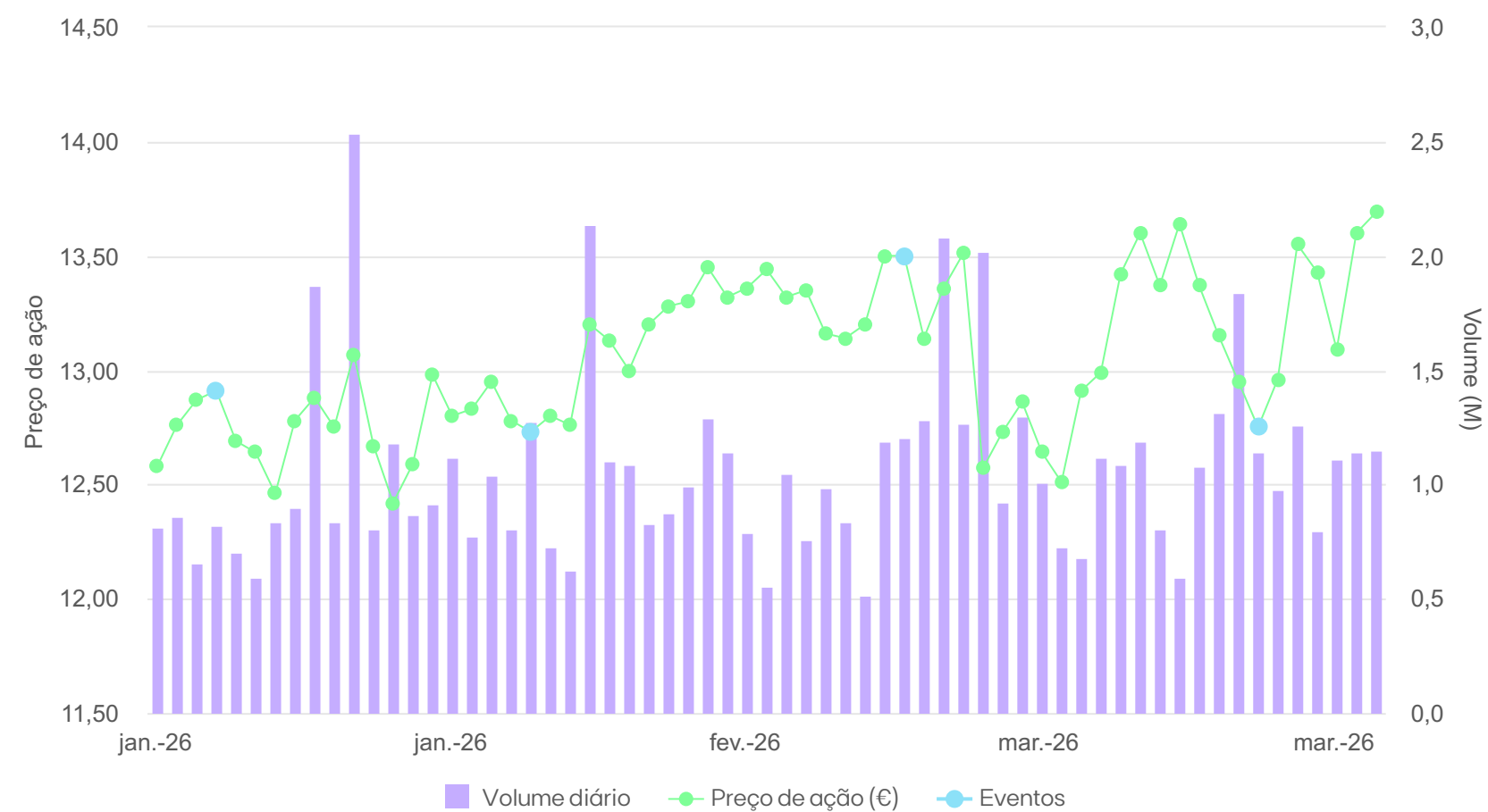
5.2. Ocean Winds

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	0	Em desenvolvimento
Arven*	2.300	>2030	50%	Flutuante	0	Em desenvolvimento
Celtic Sea*	1.500	>2030	100%	Flutuante	0	Em desenvolvimento
 França						
EFGL	30	2026	80%	Flutuante	FiT	Em construção
Noirmoutier	500	2025-26	40%	Fixo	FiT	Instalado-U/C
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	0	Em desenvolvimento
Bluepoint Wind*	2.400	>2030	50%	Fixo	0	Em desenvolvimento
Golden State Wind*	2.000	>2030	50%	Flutuante	0	Em desenvolvimento
 Polónia						
BC Wind	390	2029-30	100%	Fixo	CfD	Em construção
 Coreia do Sul						
Korea Floating Wind*	1.125	>2030	67%	Flutuante	0	Em desenvolvimento
Hanbando*	1.125	>2030	100%	Fixo	0	Em desenvolvimento
 Austrália						
High Sea Wind*	1.280	>2030	100%	Fixo	0	Em desenvolvimento
Westward Wind*	1.242	>2030	100%	Fixo	0	Em desenvolvimento
	21.386					

*Apenas Seabed assegurado.

5.3. Evolução da Cotação da Ação e Estrutura Acionista

Desempenho do preço da ação da EDPR



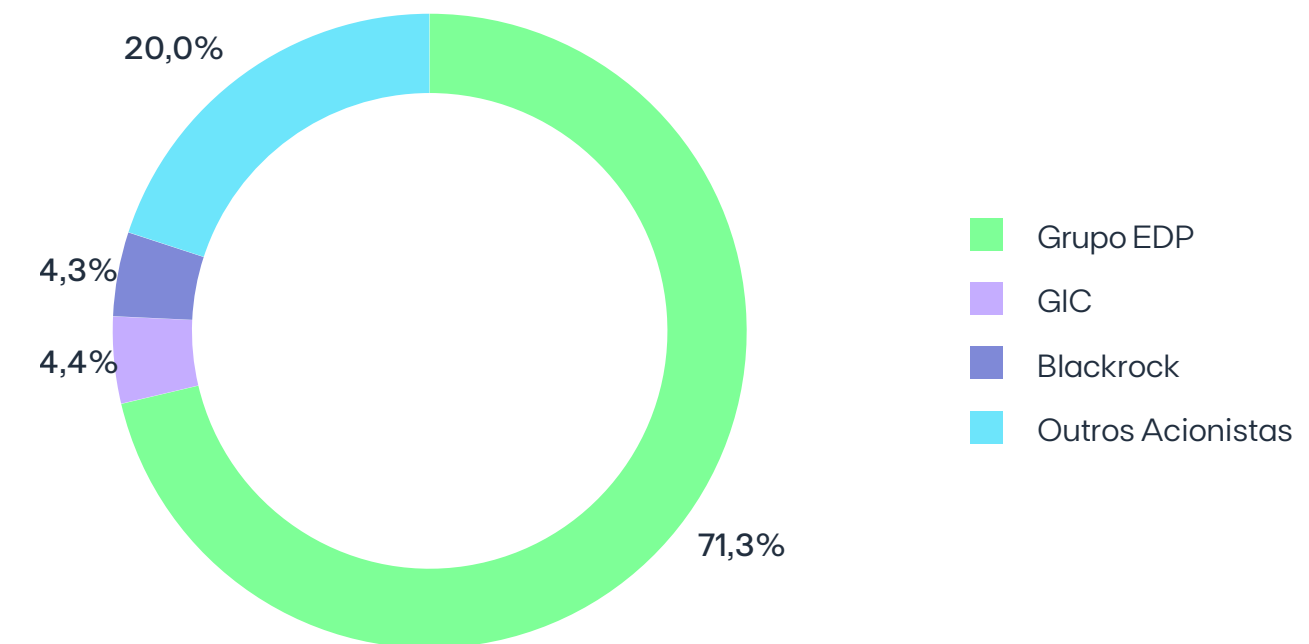
	Indicadores de mercado					
	1T26 ¹	2025	2024	2023	2022	2021
Preço de Abertura	12,58€	10,04€	18,53€	20,58€	21,90€	22,80€
Preço Mínimo	12,42€	6,89€	9,50€	13,89€	17,00€	16,24€
Preço Máximo	13,69€	13,82€	17,99€	21,77€	26,55€	25,80€
Preço Médio	13,05€	9,97€	13,61€	18,24€	22,11€	20,82€
Preço de Fecho	13,69€	12,04€	10,04€	18,53€	20,58€	21,90€
Desempenho da acção	+9%	+20%	-46%	-10%	-6%	-4%
Dividendo por acção	—	+8%	+20%	+26%	+9%	+8%
Retorno Total Acionista	+9%	+21%	-45%	-9%	-6%	-4%
Volume (M) ²	216	1.118	796	792	639	1.011
Média Diária (M)	3,4	4,4	3,1	3,1	2,5	3,9
Cap. Bolsista (€M)	14.389	12.654	10.440	18.969	19.768	21.036
Total de ações	1.051	1.051	1.040	1.024	961	961

(1) De 01-Jan-2026 até 31-Mar-2026; (2) Dados da Bloomberg incluindo transações e OTC.

Principais eventos de 1T26

#	Data	Descrição	Preço da ação
1	7-Jan	EDPR informa sobre PPA assegurado para projeto solar de 150 MWac nos EUA	12,91
2	29-Jan	EDPR conclui acordo de Rotação de Ativos de portefólio eólico de 150 MW na Grécia	12,73
3	25-Fev	EDPR anuncia programa de <i>Scrip Dividend</i> para 2026	13,50
4	23-Mar	EDPR assegura projeto solar de 250 MW nos EUA	12,75

Estrutura acionista



Dados de acordo com a última comunicação enviada à Sociedade pelos respetivos acionistas.
Para mais informação visite o website da EDPR, [aqui](#).

Detalhes da Conferência Telefónica e Webcast

Date: Quarta-feira, 6 de maio, 2026, 16:30 CEST | 15:30 GMT+1
Webcast: www.edpr-investors.com

Relação com Investidores

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

EDP Renewables, S.A.
Sede: Plaza del Fresno, 2
33007 Oviedo, Spain

LEI: 529900MUFAH07Q1TAX06
C.I.F. n.º A-74219304



EDPR 1T26 Relatório de Resultados