



renováveis

## Resultados 1T 2013

### Direcção de Relações com Investidores

Rui Antunes, Director  
Francisco Beirão

Telefone: +34 902 830 700  
Fax: +34 914 238 429  
Email: [ir@edpr.com](mailto:ir@edpr.com)  
Site: [www.edpr.com](http://www.edpr.com)

### Conference call & webcast

**Data:** Quarta-feira 8 de Maio de 2013, 15:00 GMT | 14:00 CET

**Webcast:** [www.edpr.com](http://www.edpr.com)

**Número de Telefone:** +44 (0)20 7162 0077 | +1 334 323 6201

**Número de Telefone para repetição:** +44 (0)20 7031 4064 | +1 954 334 0342 | Código de Acesso: 932187 (Até 15 de Maio de 2013)

**8 de Maio de 2013**

*EDP Renováveis, S.A. Sede: Plaza de la Gesta, 2 33007 Oviedo, Espanha*



Destaques do 1T13	- 2 -
Demonstrações Financeiras Consolidadas	- 3 -
Principais Dados Operacionais e de Receitas	- 4 -
Principais Dados Financeiros	- 5 -
Base de Activos e Capex	- 6 -
Cash-Flow	- 7 -
Dívida Líquida	- 8 -
Plataformas de Actividade	- 9 -
Europa	- 10 -
EUA	- 14 -
Brasil	- 16 -
Dados Trimestrais	- 17 -
Demonstrações Financeiras	- 19 -
Anexo	- 22 -

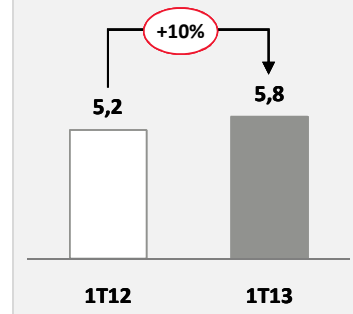
## Sumário Resultados Financeiros

Dados Operacionais	1T13	1T12	Δ 13/12
Capacidade instalada (MW EBITDA + ENEOP)	8.062	7.483	+579
Factor de utilização (%)	36%	34%	+1,8pp
Produção (GWh)	5.755	5.212	+10%
Preço médio venda electricidade (€/MWh)	66,3	60,1	+10%
DR (€M)	1T13	1T12	Δ 13/12
<b>Receitas</b>	<b>415</b>	<b>346</b>	<b>+20%</b>
Custos Operacionais (líquido)	(88)	(83)	+6%
<b>EBITDA</b>	<b>327</b>	<b>263</b>	<b>+24%</b>
EBITDA/Receitas	79%	76%	+3 pp
EBIT	209	149	+40%
Resultados Financeiros	(65)	(58)	+12%
<b>Resultado Líquido (Accionistas EDPR)</b>	<b>90</b>	<b>62</b>	<b>+45%</b>
Fluxo de Caixa (€M)	1T13	1T12	Δ 13/12
Fluxo de Caixa Operacional	227	202	+12%
Capex	38	55	(31%)
Balanço (€M)	1T13	2012	Δ €
Activos fixos tangíveis (líquido)	10.601	10.537	+64
Capital Próprio	5.840	5.749	+91
Dívida líquida	3.507	3.305	+201
Passivos com investidores institucionais (EUA)	950	942	+8
Trabalhadores	1T13	1T12	Δ 13/12
<b>Total</b>	<b>865</b>	<b>813</b>	<b>+6%</b>

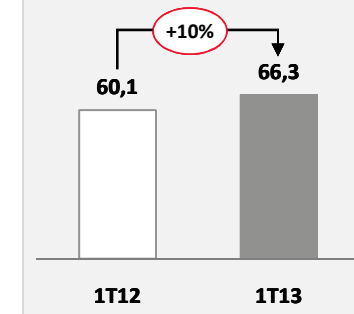
## Principais Acontecimentos

- Os EUA estenderam os incentivos fiscais associados a energia eólica (PTC por 10 anos ou ITC - crédito fiscal de 30% do investimento inicial) para projectos eólicos que iniciem construção até Dez-13.
- EDPR garante tarifa a 20 anos para 40 MW a serem desenvolvidos em Itália.
- Governo Espanhol publica Real Decreto-Lei com alterações regulatórias para o sector eléctrico, afectando activos de energia eólica.
- EDPR assina contratos de venda de energia a 20 anos para 250 MW em operação nos EUA .
- Na AG 2013, os Senhores Accionistas aprovaram a distribuição de um dividendo bruto de €0,04/acção.

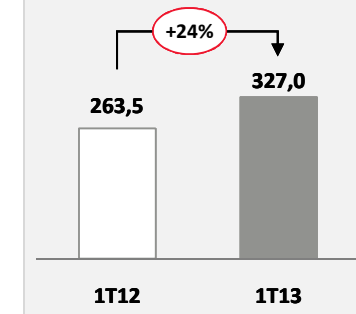
## Produção (TWh)



## Preços (€/MWh)



## EBITDA (€m)



• No 1T13, a EDPR produziu 5,8 TWh de energia não poluente, um crescimento de 10% face ao 1T12, dado o crescimento de capacidade nos últimos 12 meses (+579 MW) conjugado com um factor de utilização mais elevado no 1T13 (+1,8pp face ao 1T12) devido ao elevado recurso eólico registado na Europa.

• O preço médio de venda subiu 10% vs. 1T12 para €66,3/MWh, beneficiando de um diferente mix de produção com Europa a representar 50% do total da produção no 1T13 (40% no 1T12) e os EUA 49% (59% no 1T12).

• As receitas do 1T13 alcançaram €415M (+20% face ao 1T12) em resultado do crescimento da produção e de um preço médio de venda mais elevado. O EBITDA aumentou 24% para €327M (mg. EBITDA de 79%), reflectindo um aumento de custo operacionais (ex-outros proveitos) de 20%, devido principalmente à introdução em Espanha de um imposto de 7% sobre as vendas de electricidade, e a um aumento de €13M de outros proveitos operacionais. O EBIT subiu 40% face ao período homólogo para €209M em resultado da forte performance operacional e do crescimento de 3% nas amortizações líquidas.

• O resultado antes de impostos do 1T13 foi impactado por dois eventos não recorrentes; i) +€14M de outros proveitos operacionais no seguimento do acordo com um cliente nos EUA para a reestruturação dos volumes contratados de um CAE de longo prazo (impacto em EBITDA); e ii) -€7M de imparidades registadas em projectos eólicos em desenvolvimento (impacto em EBIT). Numa base comparável, excluindo eventos não recorrentes no 1T12 e 1T13, o EBITDA e o EBIT aumentam 19% e 29%, respectivamente.

• Os resultados financeiros totalizaram no 1T13 -€65M (+12% vs. 1T12), em resultado da evolução dos juros financeiros líquidos (+8% vs. 1T12) e de um menor custo de dívida (5,2%, -10pb face ao 1T12). O aumento dos custos financeiros deve-se principalmente a diferenças cambiais negativas (-€3,2M vs. +€5,3M no 1T12).

• O resultado líquido do 1T13 aumentou 45% face ao período homólogo para €90M e o resultado líquido ajustado cresceu 39% para €89M (ajustando pelos eventos não recorrentes no 1T13 e 1T12 e diferenças cambiais). Os interesses minoritários aumentaram €11M face ao 1T12 devido ao elevado recurso eólico na Península Ibérica e no seguimento do acordo com a Borealis para a venda de 49% em 599MW nos EUA (4T12).

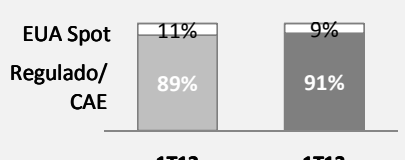
• No trimestre, o Fluxo de Caixa Operacional (€227M, +12% vs. 1T12) foi superior ao investimento operacional do período. A Dívida Líquida a Mar-13 subiu €201M vs. Dez-12, dado pagamento a fornecedores de activos fixos associados a imobilizado já contabilizado em períodos anteriores, parcialmente mitigado pelo recebimento do cash grant do parque eólico Marble River (215 MW no estado de Nova Iorque, EUA).

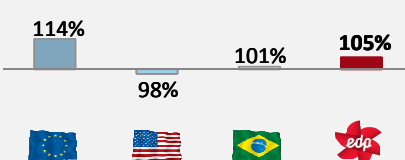
Nota: As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

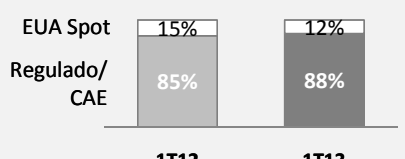
Demonstração de Resultados (€M)	1T13	1T12	Δ 13/12
Vendas de electricidade e outros	379,1	309,6	+22%
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	35,6	36,5	(3%)
<b>Receitas</b>	<b>414,7</b>	<b>346,2</b>	<b>+20%</b>
Outros proveitos operacionais	19,5	6,3	+209%
Fornecimentos e serviços externos	(61,3)	(57,3)	+7%
Custos com pessoal	(17,9)	(13,8)	+30%
Outros custos operacionais	(28,0)	(18,0)	+56%
<b>Custos Operacionais (líquido)</b>	<b>(87,7)</b>	<b>(82,7)</b>	<b>+6%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>327,0</b>	<b>263,5</b>	<b>+24%</b>
EBITDA/Receitas	78,9%	76,1%	+2,7pp
Provisões	-	(0,0)	-
Amortizações	(122,8)	(118,2)	+4%
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	4,7	3,7	+25%
<b>EBIT</b>	<b>208,9</b>	<b>149,0</b>	<b>+40%</b>
Ganhos/(perdas) na alienação de activos financeiros	-	0,0	-
Resultados financeiros	(64,8)	(57,9)	+12%
Ganhos/(perdas) em associadas	4,5	1,6	+188%
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>148,6</b>	<b>92,7</b>	<b>+60%</b>
IRC e impostos diferidos	(43,8)	(27,4)	+60%
Resultado Líquido do Exercício	104,8	65,4	+60%
<b>Resultado Líquido (Accionistas EDPR)</b>	<b>90,4</b>	<b>62,2</b>	<b>+45%</b>
Interesses minoritários	14,4	3,2	+354%

Activos (€M)	1T13	2012
Activos fixos tangíveis (líquido)	10.601	10.537
Activos intangíveis & goodwill (líquido)	1.326	1.327
Investimentos financeiros (líquido)	62	57
Impostos diferidos activos	92	89
Inventários	17	16
Clientes (líquido)	227	180
Outros devedores (líquido)	667	800
Activos financeiros ao justo valor através dos resultados	0,5	0,4
Depósitos colaterais	82	49
Caixa e equivalentes	301	246
Activos detidos para venda	-	-
<b>Total Activo</b>	<b>13.376</b>	<b>13.302</b>
Capital Próprio (€M)	1T13	2012
Capital + prémios de emissão	4.914	4.914
Resultados e outros reservas	508	384
Resultado líquido atribuível aos accionistas EDPR	90	126
Interesses minoritários	328	325
<b>Total do Capital Próprio</b>	<b>5.840</b>	<b>5.749</b>
Passivo (€M)	1T13	2012
Dívida financeira	3.993	3.874
Passivo com investidores institucionais	950	942
Provisões para riscos e encargos	66	64
Impostos diferidos passivos	391	381
Proveitos diferidos de investidores institucionais	749	738
Credores e outros passivos (líquido)	1.387	1.555
<b>Total do Passivo</b>	<b>7.536</b>	<b>7.553</b>
<b>Total do Capital Próprio e Passivo</b>	<b>13.376</b>	<b>13.302</b>

Nota: No 1T13, a EDPR fez uma alteração na apresentação de "Depósitos Colaterais" associados com dívida, anteriormente apresentados em outros devedores. Os valores comparativos para 2012 foram reclassificados utilizando o mesmo critério.

MW EBITDA	1T13	1T12	Δ 13/12	Capacidade por Remuneração
Europa	3.952	3.652	+300	
EUA	3.637	3.422	+215	
Brasil	84	84	-	
<b>Total</b>	<b>7.673</b>	<b>7.157</b>	<b>+515</b>	

Factor Utiliz.	1T13	1T12	Δ 13/12	Factor Utilização 1T13 vs Média
Europa	36%	27%	+8,2pp	
EUA	36%	41%	(4,9pp)	
Brasil	29%	26%	+2,5pp	
<b>Total</b>	<b>36%</b>	<b>34%</b>	<b>+1,8pp</b>	

GWh	1T13	1T12	Δ 13/12	GWh por Remuneração
Europa	2.874	2.109	+36%	
EUA	2.829	3.056	(7%)	
Brasil	52	48	+8%	
<b>Total</b>	<b>5.755</b>	<b>5.212</b>	<b>+10%</b>	

• Nos últimos 12 meses, a EDPR aumentou a sua capacidade instalada EBITDA em 515 MW, dos quais 300 MW na Europa e 215 MW nos EUA. A Mar-13, a EDPR detém 7,7 GW de capacidade instalada EBITDA com um perfil de baixo risco, visto que 91% da carteira de activos é remunerada de acordo com contratos de longo prazo e enquadramentos regulatórios, estando apenas 9% expostos ao mercado grossista de electricidade nos EUA (embora parcialmente com coberturas de curto prazo).

• No 1T13, a EDPR obteve um factor de utilização de 36% (+1,8pp vs. 1T12), – um dos valores mais elevados do sector – reforçando a elevada qualidade dos seus activos. A EDPR continua a fazer uso das suas vantagens competitivas em maximizar a produtividade dos seus parques eólicos e da sua diversificação geografia para mitigar a volatilidade do recurso eólico. Na Europa, devido a um notável recurso eólico o factor de utilização alcançou 36%, 8pp acima do 1T12, e 14% acima da média. Nos EUA, o recurso eólico foi mais baixo face ao período homólogo (1T12 registou um factor de utilização 12% superior à média) e no Brasil, o factor de capacidade chegou aos 29% (vs. 26% no 1T12).

• A produção de electricidade aumentou 10% no 1T13 para 5,8 TWh, superando o crescimento da capacidade instalada. A produção na Europa representou a principal fonte de crescimento, suportada pela performance na Península Ibérica (+43% vs. 1T12), ao

Preços de Venda Por MWh	1T13	1T12	Δ 13/12
Europa	€94,7	€95,6	(1%)
EUA	\$48,3	\$45,6	+6%
Brasil	R\$307,9	R\$275,7	+12%
<b>Preço de Venda Médio</b>	<b>€66,3</b>	<b>€60,1</b>	<b>+10%</b>

Vendas de Electricidade e Outros (€M)	1T13	1T12	Δ 13/12
Europa	271,2	200,6	+35%
EUA	101,6	104,1	(2%)
Brasil	6,3	4,9	+28%
<b>Total</b>	<b>379,1</b>	<b>309,6</b>	<b>+22%</b>

Proveitos com Parcerias Institucionais (€M)	1T13	1T12	Δ 13/12
<b>Total</b>	<b>35,6</b>	<b>36,5</b>	<b>(3%)</b>

Receitas	1T13	1T12	Δ 13/12
<b>Receitas (€M)</b>	<b>414,7</b>	<b>346,2</b>	<b>+20%</b>
<b>Receitas por MW médio em operação (€ mil)</b>	<b>55,5</b>	<b>49,2</b>	<b>+13%</b>

subir 36% face ao período homólogo para 2,9 TWh e representou 50% da produção do período (40% no 1T12). Do total de electricidade produzida no 1T13, 88% foi vendida através de CAEs e enquadramentos regulatórios.

• O preço médio de venda subiu 10% vs. 1T12 para €66,3/MWh (€60,1/MWh no 1T12) devido à maior contribuição da produção na Europa para a produção total do período (50% no 1T13 vs. 40% no 1T12), preços mais elevados nos EUA (+6% vs. 1T12) e no Brasil (+12% vs. 1T12). A evolução anual do preço foi parcialmente mitigada pela evolução dos preços na Europa (-1% vs. 1T12) em resultado do menor preço médio em Espanha devido ao fim do Regime Transitório (anunciado em 2007) e às alterações regulatórias impostas em Fev-13.

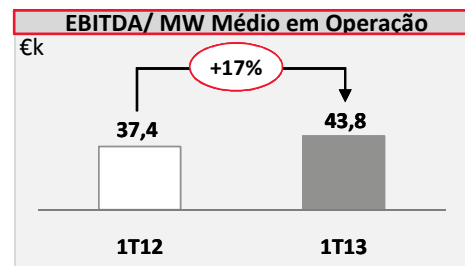
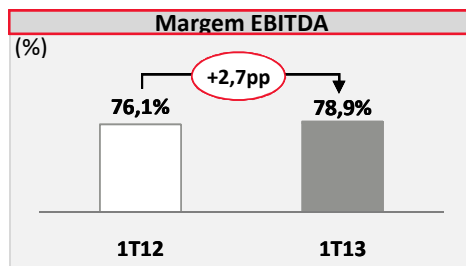
• A maior produção (+10%) e aumento do preço médio de venda (+10%) levaram ao crescimento das vendas para €379M (22% face ao 1T12). Os Proveitos com Parcerias Institucionais somaram €36M (-3% vs. 1T12) devido principalmente à menor produção nos EUA (-7% vs. 1T12).

• Assim, as receitas da EDPR no 1T13 aumentaram 20% vs. 1T12 para €415M. As receitas por MW melhoraram 13% face ao 1T12, reflectindo a melhoria das métricas operacionais do portefólio.

Receitas	1T13	1T12	Δ %
Receitas (€M)	414,7	346,2	+20%
Receitas por MW Médio em Operação (€ mil)	55,5	49,2	+13%

Custos Operacionais (€M)	1T13	1T12	Δ %
Outros proveitos operacionais	19,5	6,3	+209%
Fornecimentos e serviços externos	(61,3)	(57,3)	+7%
Custos com pessoal	(17,9)	(13,8)	+30%
Outros custos operacionais	(28,0)	(18,0)	+56%
<b>Custos Operacionais (líquido)</b>	<b>(87,7)</b>	<b>(82,7)</b>	<b>+6%</b>

Rácios custos operacionais - excluindo outros proveitos op.:	1T13	1T12	Δ %
Custos operacionais/MW médios em operação (€ mil)	14,3	12,6	+13%
Custos operacionais/MWh (€)	18,6	17,1	+9%



EBITDA a EBIT (€M)	1T13	1T12	Δ %
<b>EBITDA</b>	<b>327,0</b>	<b>263,5</b>	<b>+24%</b>
Provisões	-	(0,0)	-
Amortizações	(122,8)	(118,2)	+4%
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	4,7	3,7	+25%
<b>EBIT</b>	<b>208,9</b>	<b>149,0</b>	<b>+40%</b>

Net Financial Expenses (€m) <sup>(1)</sup>	1T13	1T12	Δ %
Juros financeiros líquidos	(50,8)	(46,9)	+8%
Custos com parcerias com investidores institucionais	(15,6)	(17,0)	(8%)
Custos capitalizados	4,4	4,9	(12%)
Diferenças cambiais & derivados cambiais	(3,2)	5,2	-
Outros	0,5	(4,1)	-
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(64,8)</b>	<b>(57,9)</b>	<b>+12%</b>

Resultados Antes de Impostos (€M)	1T13	1T12	Δ %
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>148,6</b>	<b>92,7</b>	<b>+60%</b>
IRC e impostos diferidos	(43,8)	(27,4)	+60%
<b>Resultado Líquido do Exercício</b>	<b>104,8</b>	<b>65,4</b>	<b>+60%</b>
Interesses minoritários	(14,4)	(3,2)	+354%
<b>Resultado Líquido (Accionistas EDPR)</b>	<b>90,4</b>	<b>62,2</b>	<b>+45%</b>

• No 1T13, as Receitas aumentaram 20% vs. 1T12 para €415M, suportadas pela subida da produção de electricidade e pela evolução favorável do preço médio de venda. Os custos operacionais líquidos excluindo Outros proveitos operacionais aumentaram 20% no 1T13, explicado principalmente pela introdução de uma taxa de 7% sobre as vendas de electricidade em Espanha (€11M). Excluindo este efeito, os custos operacionais aumentaram apenas +8% vs. 1T12. Numa base unitária, os custos operacionais por MW e por MWh aumentaram +13% e +9%, respectivamente, ou apenas +2% e -2% se excluindo o efeito da nova taxa em Espanha, evidenciando elevada eficiência e forte controlo sobre custos.

• No 1T13, os Fornecimentos e Serviços Externos (que inclui custos de Operação & Manutenção) em conjunto com os custos com o pessoal cresceram 11% face ao 1T12, devido ao aumento da capacidade média em operação e uma menor capitalização de custos devido à queda do volume de mão-de-obra alocada a actividades de desenvolvimento e construção. Os outros custos operacionais (maioritariamente impostos e rendas/locações a autoridades públicas) aumentaram 56% vs. 1T12 (ou €10M) devido à nova taxa de 7% em Espanha.

• A empresa continua a aumentar o seu EBITDA por MW, reflectindo a melhoria das métricas económicas do seu portfolio. Esta métrica, indicador de rentabilidade dos activos, aumentou 17% face ao 1T12 para €44 mil. Em resultado, o EBITDA no 1T13 cresceu 24% para €327M com uma elevada margem EBITDA de 79%.

• No 1T13, o resultado operacional (EBIT) aumentou 40% face ao 1T12 para €209M, impulsionado pelo crescimento do EBITDA e pelo crescimento de apenas 3% das amortizações líquidas (incluindo as imparidades registadas com projectos em desenvolvimento e a amortização do proveito diferido – subsídios governamentais).

• Os juros financeiros líquidos somaram €51M no 1T13 (+8% vs. 1T12; -4% vs. 4Q12). Os custos com Parcerias com Investidores Institucionais caíram 8% face ao 1T12 e os custos financeiros capitalizados diminuíram 12% face ao 1T12 dado o menor investimento no período. As diferenças cambiais tiveram um impacto negativo de €3,2M no 1T13 dada a desvalorização do Zloty. No geral, os Resultados Financeiros aumentaram 12% vs. 1T12.

• O Resultado Antes de Impostos cresceu 60% no 1T13 para €149M. Os impostos sobre lucros totalizaram €44M no 1T13, evidenciando uma taxa efectiva de imposto de 29,5% (estável vs. 1T12). O aumento de €11M de resultado atribuídos a interesses minoritários, deve-se ao elevado recurso eólico registado na Península Ibérica e à venda, no 4T12, de uma participação de 49% em 599 MW nos EUA.

• Assim, o resultado líquido cresceu 45% no 1T13 para €90M, ou 39% para €89M numa base comparável (ajustando por eventos não recorrentes, diferenças cambiais e ganhos de capital no 1T13 e 1T12).

<sup>(1)</sup> Alteração da apresentação dos Resultados Financeiros, para incluir derivados cambiais na linha "diferenças cambiais" (anteriormente em "outros") de modo a melhor reflectir o impacto cambial.

Capacidade Instalada (MW)	1T13	Δ 1T13	Δ 13/12	Em Constr.
Espanha	2.310	-	+110	-
Portugal	615	-	+2	4
França	314	-	+8	-
Bélgica	57	-	-	-
Polónia	266	+76	+76	54
Roménia	350	-	+65	28
Itália	40	-	+40	-
<b>Europa</b>	<b>3.952</b>	<b>+76</b>	<b>+300</b>	<b>86</b>
<b>EUA</b>	<b>3.637</b>	-	<b>+215</b>	-
<b>Brasil</b>	<b>84</b>	-	-	-
<b>MW EBITDA</b>	<b>7.673</b>	<b>+76</b>	<b>+515</b>	<b>86</b>
ENEOP - Eólicas de Portugal (consolidado por equity)	390	-	+64	15
<b>MW EBITDA + Eólicas de Portugal</b>	<b>8.062</b>	<b>+76</b>	<b>+579</b>	<b>101</b>

Capex (€M) <sup>(1)</sup>	1T13	1T12	Δ %	Δ €
Espanha	0,0	4	(99%)	(4)
Portugal	0,1	4	(96%)	(4)
Resto da Europa (RdE)	24	32	(25%)	(8)
<b>Europa</b>	<b>24</b>	<b>40</b>	<b>(40%)</b>	<b>(16)</b>
<b>América do Norte</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>(9%)</b>	<b>(1)</b>
<b>Brasil</b>	<b>0,5</b>	<b>0,6</b>	<b>(24%)</b>	<b>(0,1)</b>
Outros	0,1	0,1	+11%	+0,0
<b>Capex Total</b>	<b>38</b>	<b>55</b>	<b>(31%)</b>	<b>(17)</b>

Activos fixos tangíveis (€M)	1T13	2012	Δ €
<b>Activos fixos tangíveis (líquidos)</b>	<b>10.601</b>	<b>10.537</b>	<b>+64</b>
(+) Amortizações acumuladas	2.394	2.241	+154
(=) Activos fixos tangíveis (brutos)	12.995	12.778	+217
(-) Activos fixos tangíveis em fase de construção	1.041	1.081	(40)
(=) Activos fixos tangíveis existentes (brutos)	11.954	11.697	+257
(-) Subsídios ao investimento	469	379	+90
<b>(=) Capital investido em activos existentes</b>	<b>11.485</b>	<b>11.318</b>	<b>+167</b>

- A Mar-13, a EDPR geria uma carteira de activos de 8,1 GW repartidos por 9 países, dos quais 7,7 GW de capacidade consolidada integralmente e 390 MW através do consórcio Eólicas de Portugal (consolidados pelo método de equivalência patrimonial).

- Nos últimos 12 meses, a EDPR adicionou 579 MW ao seu portfolio, dos quais 515 MW consolidados integralmente e 64 MW (atribuíveis à EDPR) através do Consórcio Eólicas de Portugal. Dos 579 MW instalados nos últimos 12 meses, 364 MW foram na Europa e 215 MW nos EUA. Na Europa, foram instalados 110 MW em Espanha – capacidade incluída no pré-registo –, 76 MW na Polónia, 65 MW na Roménia (dos quais 39 MW de solar fotovoltaicos), 40 MW em Itália, 8 MW em França e 66 MW em Portugal (dos quais 64 MW no âmbito do consórcio Eólicas de Portugal). Nos EUA, a EDPR adicionou o parque eólico Marble River no estado de Nova Iorque com uma capacidade de 215 MW.

- Durante o 1T13, a EDPR adicionou 76 MW na Polónia e a Mar-13 tinha 101 MW em fase de construção: 54 MW na Polónia, 28 MW na Roménia e 19 MW em Portugal. Como é usual, a entrada em operação dos novos projectos de 2013 deverá ocorrer na sua maioria no final do ano, sendo expectável que os seus benefícios económicos apenas se reflectam a partir de 2014.

- O investimento operacional no 1T13 atingiu €38M, reflectindo a capacidade instalada no período e os trabalhos efectuados para os parques em fase de construção. O investimento operacional foi 31% inferior ao do 1T12 dada a menor capacidade em construção. Do total de €38M de investimento operacional, €24M foram investidos na Europa (quase na sua totalidade em projectos na Polónia e na Roménia) e €13M na América do Norte.

- Os Activos fixos tangíveis (líquidos) aumentaram €64M desde Dez-12 em resultado das adições de capacidade, das amortizações do período e do impacto cambial de consolidação das actividades nos EUA. Os activos fixos tangíveis incluem o total de investimentos, incluindo investimento operacional (antes de subsídios ao investimento) e *Purchase Price Allocation* (em resultado de transacções de *M&A*), incorridos com os activos existentes, activos em construção e activos em desenvolvimento. Se excluídos os activos fixos tangíveis para activos em construção e se ajustados pelo total de subsídios ao investimento (nomeadamente, os cash grant recebidos nos EUA), o capital bruto investido nos activos existentes somaria €11,5 MM a Mar-13.

<sup>(1)</sup> Despesas com Investimento Operacional excluem "Cash Grant" nos EUA.

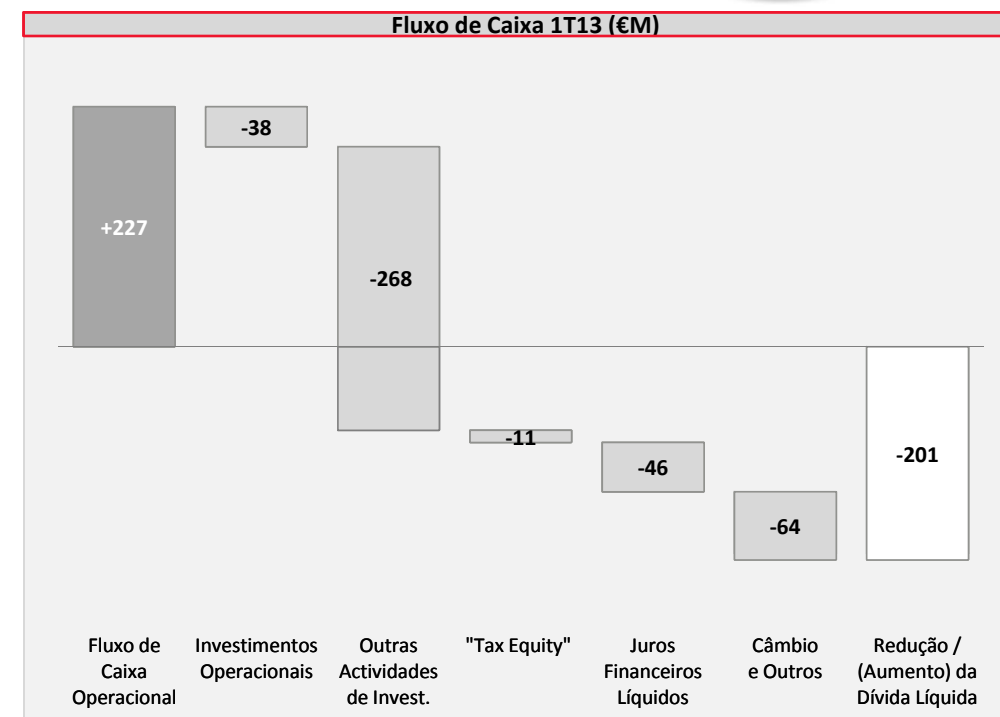


Fluxo de Caixa (€M)	1T13	1T12	Δ 13/12
<b>EBITDA</b>	<b>327</b>	<b>263</b>	<b>+24%</b>
Imposto corrente	(43)	(19)	+122%
Juros financeiros líquidos	(51)	(47)	+8%
Ganhos em associadas	4	2	+188%
<b>FFO (Funds from operations)</b>	<b>238</b>	<b>199</b>	<b>+20%</b>
Juros financeiros líquidos	51	47	+8%
Ganhos em associadas	(4)	(2)	+188%
Outros ajustamentos e variações não financeiras	(3)	(33)	-92%
Variações de fundo de manei	(55)	(10)	-
<b>Fluxo de Caixa Operacional</b>	<b>227</b>	<b>202</b>	<b>+12%</b>
Investimentos operacionais	(38)	(55)	-31%
Investimentos (financeiros)/desinvestimentos	(22)	(2)	-
Variação de fundo de manei de fornecedores de imobilizado "Cash Grant"	(337)	(280)	-20%
	91	3	-
<b>Fluxo de Caixa Operacional líquido</b>	<b>(79)</b>	<b>(133)</b>	<b>+40%</b>
Venda de interesses minoritários	-	-	-
Recebimentos (pagamentos) com parcerias com invest. instit.	(11)	(3)	-273%
Juros financeiros líquidos (após capitalizações)	(46)	(42)	-11%
Diferenças cambiais e outros	(64)	21	-
<b>Redução / (Aumento) de dívida líquida</b>	<b>(201)</b>	<b>(157)</b>	<b>-28%</b>

No 1T13, a EDPR gerou um Fluxo de Caixa Operacional de €227M, representando um crescimento de 12% vs. 1T12, e demonstrando a capacidade de geração de caixa por parte dos seus activos em operação.

Os principais movimentos de fluxo de caixa do 1T13 são os seguintes:

- Os Fundos Gerados pelas Operações (FFO) aumentaram 20% face ao período homólogo para €238M, resultando do EBITDA após juros da dívida, ganhos em associadas e impostos;
- O Fluxo de Caixa Operacional, ajustado por juros financeiros líquidos, componentes não caixa (nomeadamente receitas de parcerias institucionais nos EUA) e líquido de variações de fundo de manei, totalizou €227M (+12% vs. 1T12). A comparação anual da variação de necessidades de fundo de manei foi influenciada por maior facturação no 1T13 vs. 4T12, em resultado da maior produção na Península Ibérica, que foi já recebido em Abr-13;



- Investimento Operacional com projectos em fase de construção e desenvolvimento somou €38M. Outras actividades de investimento atingiram um total de €268M, que contempla maioritariamente o pagamento de facturas a fornecedores de equipamento relacionado com alguns dos investimentos efectuados no ano anterior (no montante de €337M) e o recebimento de um *cash grant* (\$120M) relativo ao parque eólico Marble River (215 MW) adicionado nos EUA;
- Diferenças cambiais e outros aumentaram a Dívida Líquida em €64M, reflectindo o efeito de tradução cambial negativo (€49M), maioritariamente relacionado com a dívida da EDPR em Dólares, e outros ajustamentos;
- Assim, a Dívida Líquida aumentou €201M no 1T13. O encaixe financeiro envolvido na transacção de rotação de activos anunciada em Dez-12 com a CTG, para activos em Portugal (€359M), é esperado realizar-se no final do 1S13 pelo que ainda não foi contabilizado.



Dívida Líquida (€M)	1T13	2012	Δ €
Dívida Financeira Nominal + Juros a liquidar	3.993	3.874	+118
Depósitos colaterais associados com dívida	(82)	(49)	(33)
<b>Dívida Financeira Total</b>	<b>3.910</b>	<b>3.825</b>	<b>+85</b>
Caixa e equivalentes	301	246	+55
Empréstimos a empresas associadas e cash pooling	102	274	(172)
Activos financeiros detidos para negociação	0,5	0,4	+0,1
<b>Caixa e Equivalentes</b>	<b>404</b>	<b>520</b>	<b>(116)</b>
<b>Dívida Líquida</b>	<b>3.507</b>	<b>3.305</b>	<b>+201</b>

Divisão da Dívida Líquida por Activos (€M)	1T13	2012	Δ €
Dívida líquida relativa a activos em operação	3.147	3.023	+124
Dívida líquida relativa a activos em construção e desenv.	360	283	+77

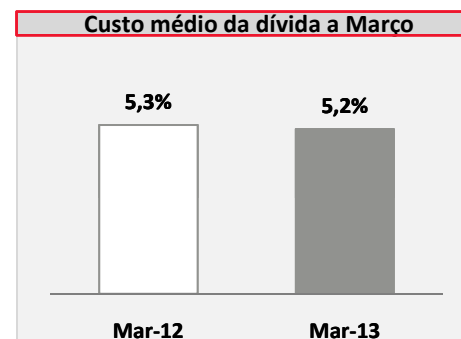
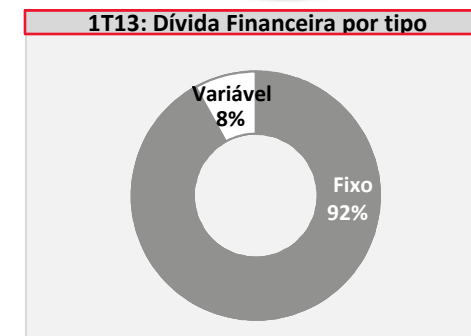
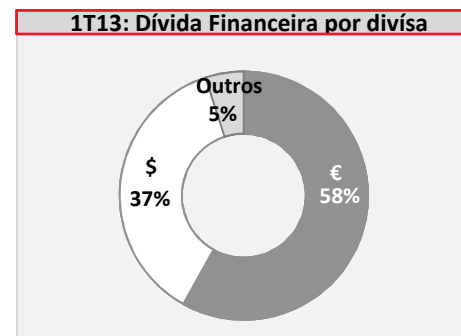
Dívida Média (€M)	1T13	1T12	Δ %
Dívida financeira média	3.909	3.899	+0%
Dívida líquida média	3.441	3.461	(1%)

Parcerias com Investidores Institucionais (€M) <sup>(1)</sup>	1T13	2012	Δ €
Passivo com Parcerias com Investidores Institucionais	950	942	+8

• No 1T13, a Dívida Financeira Bruta da EDPR aumentou para €3,9MM (+€0,1MM vs. Dez-12), enquanto a Dívida Líquida foi de €3,5MM (+0,2MM vs. Dez-12) dada a variação de fundo de maneo de fornecedores de imobilizado, parcialmente mitigada pelo recebimento de um *cash grant* nos EUA.

• A Mar-13, 76% do total da Dívida Financeira da EDPR foi representada por empréstimos junto do seu principal accionista – Grupo EDP – enquanto os empréstimos bancários somam 24%. No trimestre, a dívida financeira junto do Grupo EDP aumentou em €86M e a dívida contratada com instituições financeiras aumentou €32M. No 1T13, a dívida financeira média manteve-se estável face ao 1T12 enquanto a dívida líquida média foi 1% inferior.

• O passivo com Parcerias com Investidores Institucionais nos EUA (€950M) subiu €8M vs. Dez-12 sobretudo devido à valorização do Dólar Norte-Americano desde o início do ano (em Dólares Norte-Americanos o passivo reduziu-se em \$27M).



**Enterprise Value (31 de Março 2013)**

	€bn	%
Cap. Bolsista	3,3	41%
Minoritários	0,3	4%
TEI	1,0	12%
Dívida Líq.	3,5	43%
<b>EV</b>	<b>8,1</b>	<b>100%</b>

• A Mar-13, 58% da dívida financeira da EDPR estava denominada em Euros, enquanto 37% estava em Dólares Norte-Americanos. O restante está maioritariamente relacionado com dívida em Zlotys e em Real Brasileiros.

• 92% da dívida financeira da EDPR está sob taxa fixa e 81% tem uma maturidade posterior a 2018. A EDPR continua a seguir uma estratégia de financiamento a taxa fixa de longo prazo procurando igualar o perfil da dívida e dos seus Fluxos de Caixa Operacionais.

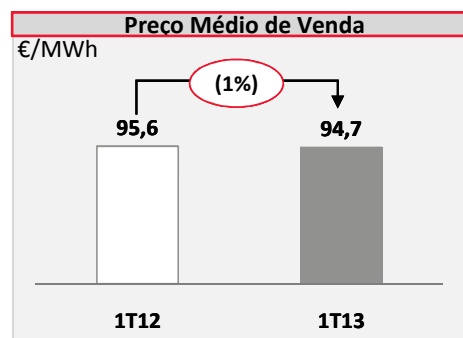
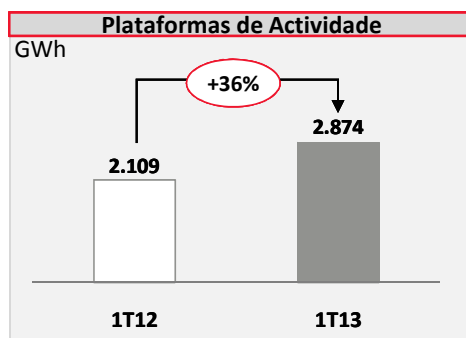
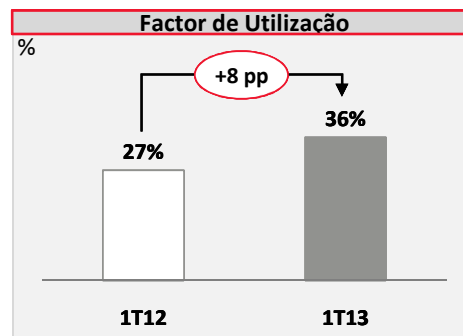
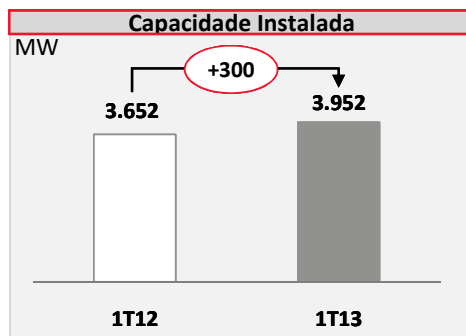
• A Mar-13, o custo médio da dívida foi de 5,2%, um decréscimo de 10pb em comparação com Mar-12 e estável vs. Dez-12, reflectindo o perfil de dívida de longo prazo e as taxas atractivas contratadas nos últimos acordos de financiamento.

<sup>(1)</sup> Líquido de benefícios fiscais já atribuídos aos investidores e a serem reconhecidos na DR no futuro.



**renováveis**

**Plataformas de Actividade**



- A capacidade instalada da EDPR na Europa somou 3.952 MW a Mar-13, aumentando em 300 MW face a Mar-12. Nos últimos 12 meses, a EDPR instalou 188 MW no Resto da Europa, 110 MW em Espanha e 2 MW em Portugal. Adicionalmente, foram instalados 64 MW atribuíveis à EDPR no âmbito do consórcio Eólicas de Portugal (consolidado por equivalência patrimonial).

- No 1T13, a EDPR alcançou um notável factor de utilização de 36% face a 27% no 1T12, devido ao forte recurso eólico registado na Península Ibérica (Portugal: 38% vs. 24% no 1T12; Espanha: 37% vs. 28% no 1T12) e a factores de utilização mais elevados no Resto da Europa (29% vs. 28% no 1T12).

- A electricidade produzida no 1T13 aumentou 36% face ao 1T12 para 2,9 TWh, impulsionada pelo crescimento de capacidade nos últimos 12 meses (+8%) e pela melhoria dos factores de utilização. As operações na Península Ibérica foram o maior contribuidor para o crescimento ao aumentarem a sua produção em 42% vs. 1T12.

- No 1T13, o preço médio de venda na Europa foi de €94,7/MWh, 1% inferior ao registado no 1T12 (-€0,8/MWh) devido ao menor preço médio obtido em Espanha (-4% vs. 1T12, uma vez que a partir de Jan-13 toda a produção é remunerada de acordo com a Tarifa Fixa do RD 661/2007), parcialmente compensado por preços de venda superiores no Resto

Demonstração de Resultados (€M)	1T13	1T12	Δ 13/12
<b>Receitas</b>	<b>271,2</b>	<b>200,6</b>	<b>+35%</b>
Outros proveitos operacionais	1,4	3,0	(52%)
Fornecimentos e serviços externos	(30,9)	(28,4)	+9%
Custos com pessoal	(6,8)	(6,2)	+10%
Outros custos operacionais	(20,5)	(10,5)	+95%
<b>Custos Operacionais (líquidos)</b>	<b>(56,7)</b>	<b>(42,1)</b>	<b>+35%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>214,5</b>	<b>158,5</b>	<b>+35%</b>
EBITDA/Receitas	79,1%	79,0%	+0 pp
Provisões	-	(0,0)	-
Amortizações	(62,9)	(61,6)	+2%
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	0,3	0,3	(6%)
<b>EBIT</b>	<b>151,9</b>	<b>97,2</b>	<b>+56%</b>

Rátiros eficiência - excluindo outros proveitos oper.	1T13	1T12	Δ 13/12
Opex/MW médio em operação (€ mil)	15,5	12,8	+22%
Opex/MWh (€)	20,2	21,4	(5%)

Trabalhadores	1T13	1T12	Δ 13/12
<b>Total Europa</b>	<b>453</b>	<b>406</b>	<b>+12%</b>

da Europa (+6%) e em Portugal (+2% devido à actualização à inflação).

- As receitas aumentaram 35% vs. 1T12 para €271M no 1T13 (+€71M), em linha com o aumento de 35% da produção. As operações em Espanha (+€37M vs. 1T12) e em Portugal (+€22M vs. 1T12) foram os maiores contribuidores para a elevada performance de receitas em virtude do forte crescimento de produção. Em detalhe, o desempenho positivo das receitas é resultado de maior produção (+€57M) que mais do que compensou o menor preço médio (-€4M).

- Os Custos Operacionais (líquidos) aumentaram 35% face ao 1T12 para €57M devido ao aumento de 29% nos custos operacionais e ao aumento de €2M de Outros proveitos operacionais. No trimestre, os custos operacionais aumentaram €13M vs. 1T12, devido ao aumento de Outros custos operacionais (+95% ou +€10M vs. 1T12) que incluem a taxa de 7% sobre a vendas de electricidade em Espanha (€11M no 1T13). Excluindo esta nova taxa, os custos operacionais teriam aumentado apenas 5% vs. 1T12, e teriam sido mesmo reduzidos em 1% quando analisados numa base unitária (Opex/MW), evidenciando um forte controlo de custos e maior eficiência das operações.

- Assim, o EBITDA no 1T13 atingiu €215M, crescendo 35% face ao 1T12 (+€56M), com uma margem EBITDA de 79%.

Capacidade Instalada (MW)	1T13	1T12	Δ 13/12
MW - Regime Transitório	-	1.153	-1.153
MW - RD 661/2007	2.310	1.048	+1.263
<b>Total MW</b>	<b>2.310</b>	<b>2.201</b>	<b>+110</b>

Factor Médio de Utilização (%)	1T13	1T12	Δ 13/12
<b>Factor Médio de Utilização</b>	<b>37%</b>	<b>28%</b>	<b>+9 pp</b>

Electricidade Produzida (GWh)	1T13	1T12	Δ 13/12
Regime Transitório	-	679	-
RD 661/2007	1.813	639	+184%
<b>Total GWh</b>	<b>1.813</b>	<b>1.317</b>	<b>+38%</b>

Preço Médio (€/MWh)	1T13	1T12	Δ 13/12
Regime Transitório	-	92,4	-
RD 661/2007	84,8	83,7	+1%
<b>Preço Médio (Inclui Cobertura de Preços)</b>	<b>84,8</b>	<b>88,7</b>	<b>(4%)</b>

Preço médio de venda à pool	-	48,4	-
-----------------------------	---	------	---

Sumário DR - incluindo cobertura de preços (€M)	1T13	1T12	Δ 13/12
<b>Receitas</b>	<b>153,0</b>	<b>116,0</b>	<b>+32%</b>
Custos operacionais (líquidos)	(36,3)	(23,4)	+55%
<b>EBITDA</b>	<b>116,7</b>	<b>92,7</b>	<b>+26%</b>
EBITDA/Receitas	76,3%	79,8%	(4 pp)

- Em Espanha, a capacidade instalada da EDPR a Mar-13 somava 2.310 MW. Em 2012, a EDPR instalou 110 MW executando com sucesso a capacidade atribuída no regime de pré-registo. A partir de Jan-13, com o fim do regime transitório (anunciado em 2007) e de acordo com o RDL 2/2013 que vem alterar o RD 661/2007, toda a capacidade passará a ser remunerada de acordo com a Tarifa Fixa do RD 661/2007 (ver quadro).

- No 1T13, a EDPR apresentou um factor de utilização de 37% (vs. 28% no 1T12) devido ao notável recurso eólico registado em Espanha no trimestre. Ainda assim, a EDPR alcançou um factor de utilização de 100pb acima da média do mercado, reforçando a qualidade superior dos seus activos. A electricidade produzida aumentou 38% face ao 1T12 para 1,8 TWh suportada pelo maior recurso eólico e, com menor impacto, pela maior capacidade instalada.

## Enquadramento Regulatório

### RDL 2/2013

**Aplicação:** Obrigatória a partir de 1 de Janeiro de 2013 para todos os activos remunerados de acordo com o RD 661/2007, removendo a opção de Tarifa Variável e alterando o índice de actualização anual.

**Tarifa Fixa:** Primeiros 20 anos: €81,247/MWh. Após o ano 20: €67,902/MWh.

**Actualizacao anual:** Inflação anual excluindo produtos energéticos e bens alimentares, bem como impacto de alteração de impostos menos um factor "x" (50pb).

### Incentivos Adicionais:

#### Quebras de tensão:

De acordo com o RD 661/2007, a capacidade de energia eólica instalada antes de 1 de Janeiro de 2008, receberá, até 31 de Dezembro de 2013, uma remuneração por incentivos à redução de quebras de tensão. O preço regulado para 2013 foi definido em €4,216/MWh. A EDPR tem 1.153 MW abrangidos por esta regulação.

#### Energia Reactiva:

De acordo com o RD 661/2007, a capacidade de energia eólica instalada recebe uma remuneração para gestão da energia reactiva. Em 2013 o preço regulado foi definido em €87,998/MWh e a energia eólica, de acordo com a performance de cada parque eólico, receberá até 4% do preço regulado.

- Em resultado das alterações ao esquema remuneratório em Espanha anunciado em 2007 e às alterações impostas em Fev-13, o preço médio obtido em Espanha no 1T13 foi de €85/MWh vs. €89/MWh alcançado no 1T12 (ou, vs. €88/MWh se excluídos os ganhos de cobertura de preço). Excluindo o impacto do final do regime transitório (conhecido desde 2007), o preço médio subiu 1% vs. 1T12.

- No 1T13 as receitas aumentaram 32% face ao 1T12 para €153M (+€48M), em resultado do aumento de produção (+35% vs. 1T12) e do menor preço médio de venda (-4% vs. 1T12). O aumento dos custos operacionais (+55% vs. 1T12) foi influenciado pela introdução, desde Jan-13, de uma taxa de 7% sobre as vendas de electricidade em Espanha (€11M no 1T13), que foi mais do que compensado pelo aumento de receitas no trimestre. Excluindo esta nova taxa, os custos operacionais no 1T13 teriam sido 9% superiores aos do 1T12. Assim, o EBITDA no 1T13 cresceu 17% vs. 1T12 para €117M com uma margem EBITDA de 76%.

Capacidade Instalada (MW)	1T13	1T12	Δ 13/12
MW EBITDA	615	613	+2
ENEOP - Eólicas de Portugal (consolidado por equity)	390	326	+64

Factor Médio de Utilização (%)	1T13	1T12	Δ 13/12
Factor Médio de Utilização	38%	24%	+15 pp

Electricidade Produzida (GWh)	1T13	1T12	Δ 13/12
GWh	509	314	+62%

Preço Médio (€/MWh)	1T13	1T12	Δ 13/12
Preço Médio Final	108,4	105,8	+2%

Sumário DR (€M)	1T13	1T12	Δ 13/12
Receitas	55,7	33,7	+65%
Custos operacionais (líquidos)	(7,9)	(7,1)	+12%
EBITDA	47,8	26,6	+79%
EBITDA/Receitas	85,8%	79,0%	+6,8 pp

• Em Portugal, a capacidade instalada EBITDA da EDPR a Mar-13 era de 615 MW (+2 MW vs. Mar-12), acrescida de 390 MW de capacidade consolidada pelo método de equivalência patrimonial através da sua participação de 40% no consórcio Eólicas de Portugal (+64 MW vs. Mar-13). A totalidade dos 615 MW é remunerada de acordo com o antigo regime tarifário (tarifa regulada por 15 anos + 7 anos, reflectindo o acordo entre o Governo Português e o sector de energia eólica), enquanto a remuneração para a capacidade atribuível à EDPR no consórcio Eólicas de Portugal mantém-se inalterada de acordo com a tarifa que foi definida através de um processo competitivo (para mais detalhe, ver tabela “Enquadramento Regulatório”).

• O factor de utilização no 1T13 foi de 38% (+15pp vs. 1T12), dado o forte recurso eólico no período registado em Portugal no trimestre. O aumento do factor de utilização levou a um aumento de 62% na produção para 509 GWh no 1T13 (314 GWh no 1T12).

## Enquadramento Regulatório

Portugal tem um sistema único, baseado em dois conjuntos de parâmetros aplicáveis consoante a data de entrada em funcionamento do parque eólico. Componentes da fórmula de remuneração: i) investimentos evitados em sistemas de produção alternativos; ii) custos de O&M de sistemas de produção alternativos; iii) valorização das emissões de CO2 evitadas; e, iv) indexação ao IPC.

### Antes DL 33A/2005

**Aplicação:** Parques eólicos licenciados até Fevereiro de 2006 (antes do concurso competitivo de 2006).

**Evolução:** IPC; a remuneração é actualizada desde a publicação da lei.

**Duração:** 15 anos desde a publicação do DL 33A/2005.

**Extensão de duração:** por 7 anos com preço de mercado mínimo (€74/MWh) e máximo (€98/MWh) definidos.

**Indexação às horas de operação:** sim.

### Depois DL 33A/2005

**Aplicação:** Parques eólicos licenciados depois de Fevereiro de 2006 (aplica-se apenas ao concurso competitivo de 2006)

**Evolução:** IPC; a remuneração é constante, em termos nominais, até ao 1º ano de operação.

**Duração:** 33 GWh de produção até um limite de 15 anos. Após, pool + certificados verdes, se aplicável.

**Todos os parques eólicos que contribuem para o EBITDA de Portugal são remunerados sob o antigo modelo de remuneração**

**Capacidade Eólicas de Portugal remunerada sob o novo modelo de remuneração**

• O preço médio de venda em Portugal subiu 2% vs. 1T12 para €108/MWh, reflectindo a actualização de preços de acordo com a inflação. O preço de venda em Portugal está negativamente correlacionado com as horas anuais de utilização, sendo o ajuste, tradicionalmente, efectuado no 4T de cada ano; assim, o preço de venda obtido no 1T13 não é esperado manter-se a este nível ao longo do ano (p. ex: no 1T12 o preço médio alcançado foi €106/MWh e o preço médio de 2012 foi €102/MWh).

• As receitas no 1T13 subiram 65% face ao 1T12, reflectindo o crescimento de 62% vs. 1T12 na produção de electricidade e a evolução positiva de 2% vs. 1T12 no preço de venda. No período, o EBITDA aumentou 79% para €48M com uma margem EBITDA de 86%.

• A actividade da EDPR em Portugal representa 12% do total da capacidade global da empresa e 15% do EBITDA consolidado no 1T13.

Capacidade Instalada (MW)	1T13	1T12	Δ 13/12
França	314	306	+8
Bélgica	57	57	-
Polónia	266	190	+76
Roménia	350	285	+65
Itália	40	-	+40
<b>Total MW</b>	<b>1.026</b>	<b>838</b>	<b>+188</b>

Factor Médio de Utilização (%)	1T13	1T12	Δ 13/12
França	27%	24%	+3 pp
Bélgica	24%	25%	(0 pp)
Polónia	29%	35%	(6 pp)
Roménia	32%	28%	+5 pp
Itália	32%	-	-
<b>Factor Médio de Utilização</b>	<b>29%</b>	<b>28%</b>	<b>+1 pp</b>

Electricidade Produzida (GWh)	1T13	1T12	Δ 13/12
França	186	164	+13%
Bélgica	30	31	(2%)
Polónia	117	143	(18%)
Roménia	199	139	+44%
Itália	19	-	-
<b>Total GWh</b>	<b>552</b>	<b>477</b>	<b>+16%</b>

Sumário DR (€M)	1T13	1T12	Δ 13/12
<b>Receitas</b>	<b>61,9</b>	<b>51,0</b>	<b>+21%</b>
Custos operacionais (líquidos)	(10,5)	(7,7)	+36%
<b>EBITDA</b>	<b>51,4</b>	<b>43,3</b>	<b>+19%</b>
EBITDA/Receitas	83,1%	84,9%	(2 pp)

• No Resto da Europa, a capacidade detida pela EDPR totalizava 1.026 MW a Mar-13, reflectindo um aumento de 188 MW nos últimos 12 meses: 76 MW na Polónia, 65 MW na Roménia (incluindo 39 de solar PV), 40 MW em Itália e 8 MW em França. A capacidade instalada está agora distribuída do seguinte modo: Roménia 350 MW, França 314 MW, Polónia 266 MW, Bélgica 57 MW e Itália 40 MW. A Mar-13, a EDPR tinha em construção 54 MW na Polónia e 28 MW na Roménia.

• O factor de utilização no 1T13 alcançou 29%, 1pp superior ao do 1T12 beneficiando de um recurso eólico mais forte na Roménia e França, mitigado pelo menor recurso eólico na Polónia vs. 1T12. A electricidade produzida no 1T13 cresceu 16% face ao período homólogo para 552 GWh, beneficiando do aumento da capacidade e da evolução do factor de utilização. Os activos da EDPR na Polónia e Roménia representaram 60% da produção do Resto da Europa no 1T13 (vs. 57% no 1T12).

## Enquadramento Regulatório

### França

Tarifa fixa, estável durante 15 anos. Primeiros 10 anos: €82/MWh; indexados à inflação e sujeitos a um factor X até ao início da operação. Anos 11 a 15: dependendo do load factor os parques eólicos recebem €82/MWh às 2.400 horas, decrescendo para €28/MWh às 3.600 horas.

### Bélgica

Preço de mercado + certificados verdes (CV). CV com preços máximos e mínimos para Wallonia (€65/MWh-€100/MWh) e Flandres (€80/MWh-€125/MWh). Opção para negociar CAE de longo prazo.

### Polónia

Preço de mercado + CV. Opção de escolha de preço regulado de electricidade (PLN201,4/MWh em 2013) a cada 12 meses. As Distribuidoras têm penalização por incumprimento da obrigação de CV (PLN297,4/MWh em 2013). Opção para negociar CAE de longo prazo.

### Roménia

Preço de mercado + CV. Energia eólica: 2 CV por cada MWh (até 2017); Solar: 2 CV por cada MWh (15 anos). Valor dos CV é estabelecido em euros: mínimo €28,9 / máximo €58,8.

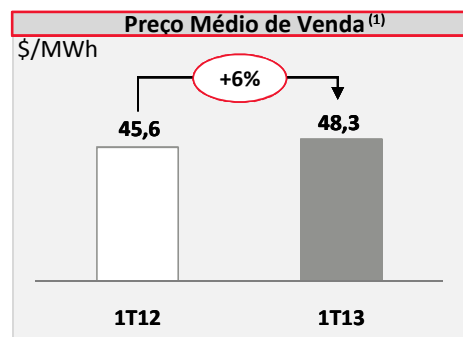
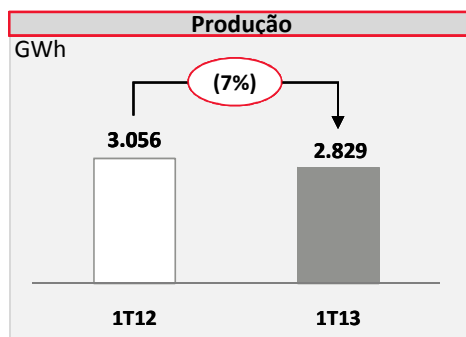
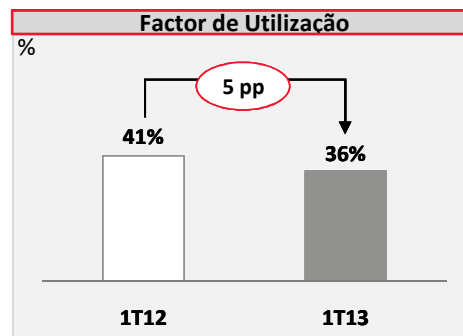
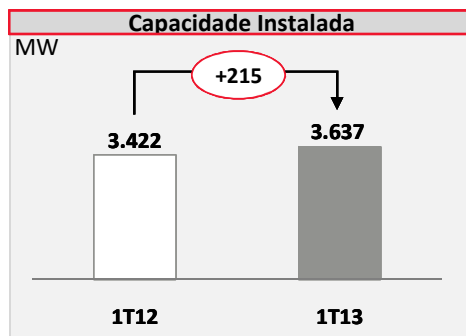
### Itália

Até 2015, preço de mercado + CV. GSE tem a obrigação de comprar CV de acordo com 0,78 x (€180/MWh - "P-1" (média preço mercado ano anterior)). A partir de 2016, preço de mercado + incentivo (incentivo = 1 x (€180/MWh - "P-1" ) x 0,78).

Preço Médio (€/MWh)	1T13	1T12	Δ 13/12
França	90,0	87,4	+3%
Bélgica	112,0	112,0	+0%
Polónia	102,6	100,3	+2%
Roménia	142,1	138,3	+3%
Itália	142,8	-	-
<b>Preço Médio</b>	<b>114,6</b>	<b>107,7</b>	<b>+6%</b>

• O preço médio de venda no Resto da Europa no 1T13 alcançou €115/MWh (+6% vs. 1T12) devido à maior contribuição da produção na Roménia (36% no 1T13 vs. 29% no 1T12) conjugado com um preço de venda 3% superior. Em França e na Polónia, o preço médio de venda aumentou +3% e +2% vs. 1T12 respectivamente, enquanto na Bélgica se manteve estável (€112/MWh) em virtude dos contratos de longo prazo em vigor.

• No 1T13, as receitas aumentaram 21% vs. 1T12 para €62M, em resultado do forte crescimento da electricidade produzida (+16% vs. 1T12) conjugado com preços superiores (6% vs. 1T12). O EBITDA alcançou €51M, com uma margem EBITDA de 83%.



• Nos EUA, a capacidade instalada da EDPR a Mar-13 somava 3,6 GW, o que representa um aumento de 215 MW nos últimos 12 meses. A final de Mar-13, a EDPR tinha 3,0 GW com contratos a longo prazo.

• O factor de utilização médio no 1T13 foi de 36%, inferior aos 41% alcançados no 1T12, em resultado de um menor recurso eólico. No 1T12 o recurso eólico esteve 12% acima da média e no 1T13 ficou 2% abaixo da média.

• O menor recurso eólico (1T13 vs. 1T12) levou a uma queda de 7% na produção no 1T13 vs. 1T12 (2,8 TWh vs. 3,1 TWh no 1T12).

Demonstração de Resultados (US\$M)	1T13	1T12	Δ 13/12
Vendas de electricidade e outros	134,2	136,5	(2%)
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	47,0	47,9	(2%)
<b>Receitas</b>	<b>181,1</b>	<b>184,4</b>	<b>(2%)</b>
Outros proveitos operacionais	24,2	5,1	+372%
Fornecimentos e serviços externos	(33,6)	(32,0)	+5%
Custos com pessoal	(10,2)	(8,2)	+24%
Outros custos operacionais	(9,8)	(9,2)	+6%
<b>Custos Operacionais (líquidos)</b>	<b>(29,4)</b>	<b>(44,3)</b>	<b>(34%)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>151,8</b>	<b>140,1</b>	<b>+8%</b>
EBITDA/Receitas	83,8%	76,0%	+8 pp
Provisões	-	-	-
Amortizações	(76,2)	(71,2)	+7%
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	5,8	4,5	+28%
<b>EBIT</b>	<b>81,3</b>	<b>73,4</b>	<b>+11%</b>

Rátios eficiência - excluindo outros proveitos oper.	1T13	1T12	Δ 13/12
Opex/MW médio em operação (mil \$)	14,7	14,4	+2%
Opex/MWh (\$)	18,9	16,2	+17%

Trabalhadores	1T13	1T12	Δ 13/12
Total EUA	292	259	+13%

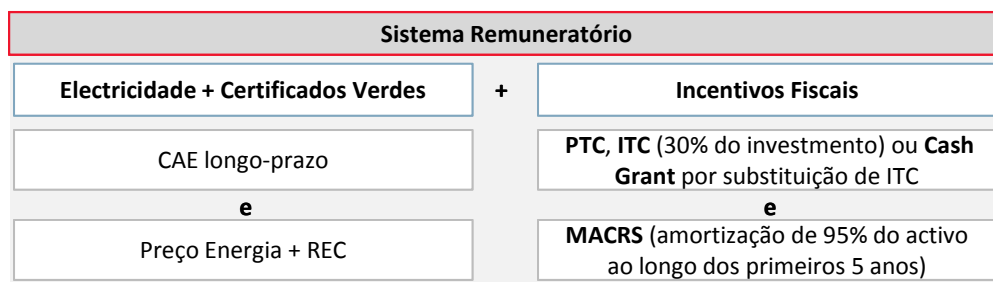
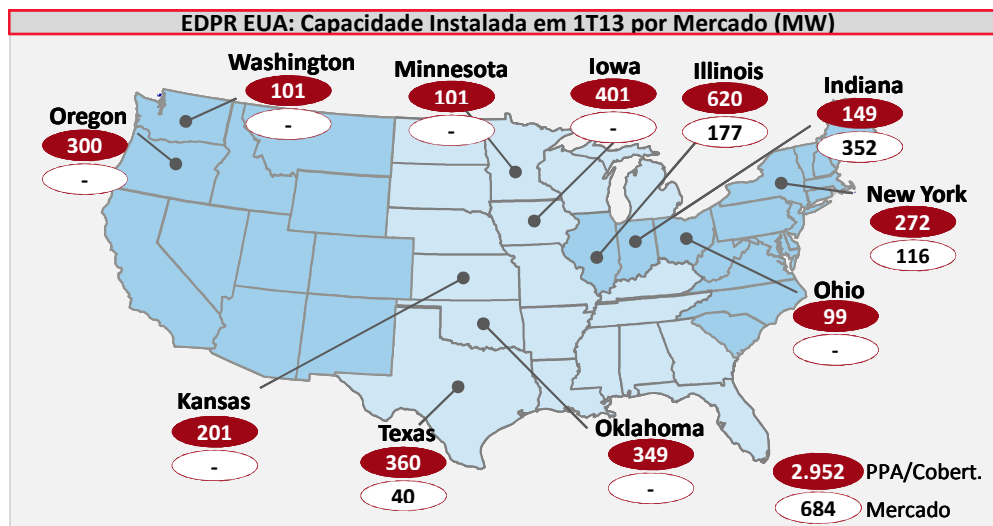
• O preço médio de venda do 1T13 subiu 6% vs. 1T12 para \$48/MWh, em virtude do aumento gradual do preço médio da produção sob contratos CAE/cobertura (+5% vs. 1T12) e da melhoria de 17% vs. 1T12 nos preços spot dos mercados grossistas de electricidade.

• As receitas do 1T13 totalizaram \$181M (2% inferiores vs. 1T12) devido ao menor recurso eólico que foi parcialmente compensado por melhores preços de venda. Os custos operacionais (líquidos) caíram 34% vs. 1T12 para €29M devido ao aumento vs. 1T12 do Outros proveitos operacionais, reflectindo o impacto da reestruturação dos volumes contratados num CAE de longo prazo para 200 MW (\$18M; volumes contratados no CAE passaram de 100% para 80% da produção). Excluindo este evento não recorrente, os custos operacionais aumentaram 8% vs. 1T12 (\$2M), apenas 2% numa base unitária (opex/MW).

• O EBITDA alcançado no 1T13 nos EUA aumentou 8% para \$152M com uma margem EBITDA de 84%.

<sup>(1)</sup> Excluindo proveitos relacionados com investidores institucionais  
Nota: Taxa cambial média no 1T13 foi 1,32 \$/€. Taxa cambial a Mar-13 foi 1,28 \$/€.





- A Mar-13, a EDPR operava 3,6 GW de capacidade eólica nos EUA num total de 11 Estados: 1.748 MW na região Este, 1.452 MW na região Centro e 401 MW na região Oeste.
- No 1T12 registou-se um forte recurso eólico enquanto no 1T13 o factor de capacidade esteve 2% abaixo da média, o que se traduziu numa queda da produção de 7% no 1T13 vs. 1T12. A produção foi menor nas três regiões vs. 1T12: Oeste -9%, Central -6%, Este -9%.
- No 1T13, devido ao menor recurso eólico, a produção de electricidade contratada através de CAE/Cobertura caiu 8% vs. 1T12 e a produção exposta a preços de mercado foi 6% inferior.

Factor de Utilização (%)	1T13	1T12	Δ 13/12
Oeste	26%	29%	(2 pp)
Centro	42%	43%	(2 pp)
Este	34%	42%	(8 pp)
<b>Factor Médio de Utilização</b>	<b>36%</b>	<b>41%</b>	<b>(5 pp)</b>

Electricidade Produzida (GWh)	1T13	1T12	Δ 13/12
Oeste	227	250	(9%)
Centro	1.302	1.379	(6%)
Este	1.300	1.426	(9%)
<b>Total GWh</b>	<b>2.829</b>	<b>3.056</b>	<b>(7%)</b>

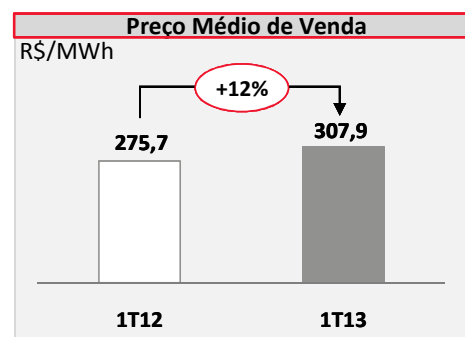
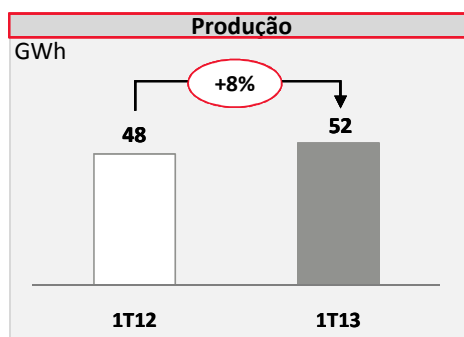
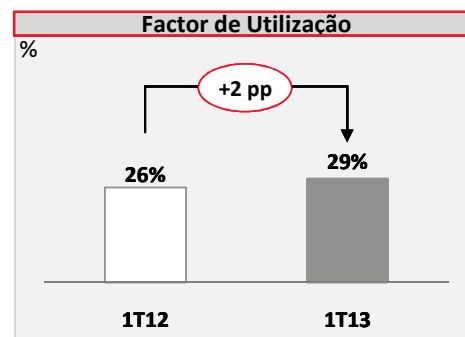
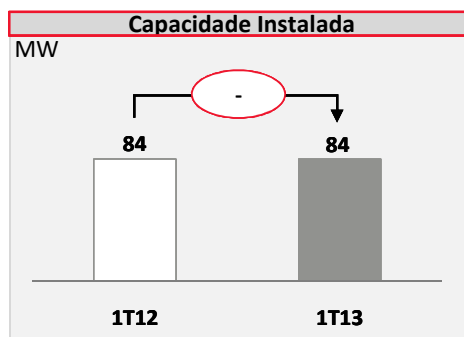
Electricidade Produzida por Tipo de Contrato (GWh)	1T13	1T12	Δ 13/12
CAE/Cobertura de preço	2.113	2.295	(8%)
Mercado	716	761	(6%)
<b>Total GWh</b>	<b>2.829</b>	<b>3.056</b>	<b>(7%)</b>

Preço Médio por Tipo de Contrato (\$/MWh)	1T13	1T12	Δ 13/12
Preço médio CAE/Cobertura de preço	53,9	51,3	+5%
Preço médio de mercado	30,1	25,7	+17%
<b>Preço Médio Final</b>	<b>48,3</b>	<b>45,6</b>	<b>+6%</b>

Incentivo Fiscal	1T13	1T12	Δ 13/12
MW sob PTC (Estrutura Tax Equity)	2.123	2.123	-
MW sob Cash Grant Flip (Estrutura Tax Equity)	500	500	-
MW sob Cash Grant	1.014	799	+215
<b>Proveitos de Parcerias com Investidores Institucionais (US\$M)</b>	<b>47,0</b>	<b>47,9</b>	<b>(2%)</b>

- O preço médio de venda dos parques eólicos com CAE subiu 5% no 1T13 vs. 1T12 devido às taxas de actualização anual dos preços dos CAE e à contribuição de novos CAE, enquanto os preços associados aos parques eólicos expostos ao mercado subiram 17% vs. 1T12 devido a uma recuperação dos preços historicamente baixos registados no 1T12 (preço de gás no 1T12 foi de \$2.44/MMBtu vs. \$3.49/MMBtu no 1T13). Deste modo, o preço médio de venda nos EUA subiu 6% no 1T13 vs. 1T12 (\$48/MWh vs \$46/MWh).

- Os Proveitos com Parcerias com Investidores Institucionais foram 2% inferiores no 1T13 vs. 1T12 (\$47M), devido à menor produção dos projectos com incentivos fiscais PTC. Os projectos com *cash grant* beneficiam da amortização do proveito diferido (subsídios governamentais) num total de \$6M no 1T13, +28% vs. 1T12. O parque eólico Marble River optou pelo reembolso do *cash grant* tendo recebido \$120M nas primeiras semanas de Jan-13.



- A capacidade instalada da EDPR no Brasil atingiu 84 MW a Mar-13. A capacidade instalada da empresa no Brasil está inteiramente ao abrigo de programas de apoios ao desenvolvimento de energias renováveis, que fornecem contratos de longo prazo para a venda de electricidade ao longo de 20 anos. Em resultado, a EDPR no Brasil gera fluxos de caixa estáveis e com visibilidade durante a vida útil dos projectos.

- No 1T13, o factor de utilização da EDPR no Brasil aumentou 2pp para 29% devido a um recurso eólico superior, o que levou a um crescimento de 8% na produção (52 GWh no 1T13 vs. 48 GWh no 1T12).

Demonstração de Resultados (R\$M)	1T13	1T12	Δ 13/12
<b>Receitas</b>	<b>16,6</b>	<b>11,3</b>	<b>+46%</b>
Outros proveitos operacionais	-	-	-
Fornecimentos e serviços externos	(4,5)	(3,5)	+31%
Custos com pessoal	(1,3)	(0,6)	+137%
Outros custos operacionais	(0,0)	(0,2)	-
<b>Custos Operacionais (líquidos)</b>	<b>(5,9)</b>	<b>(4,2)</b>	<b>+39%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>10,7</b>	<b>7,1</b>	<b>+51%</b>
EBITDA/Receitas	64,7%	62,8%	+8 pp
Provisões	-	-	-
Amortizações	(4,0)	(3,9)	+1%
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	-	-	-
<b>EBIT</b>	<b>6,8</b>	<b>3,2</b>	<b>+111%</b>

Rátios eficiência - excluindo outros proveitos	1T13	1T12	Δ 13/12
<b>Opex / MW médio em operação (mil R\$)</b>	<b>69,9</b>	<b>50,2</b>	<b>+39%</b>
<b>Opex / MWh (R\$)</b>	<b>112,8</b>	<b>87,7</b>	<b>+29%</b>

Trabalhadores	1T13	1T12	Δ 13/12
<b>Total Brasil</b>	<b>20</b>	<b>16</b>	<b>+25%</b>

- O preço médio de electricidade no 1T13 aumentou 12% vs. 1T12 para \$R308/MWh. O preço médio de venda através de programas de apoios ao desenvolvimento de energias renováveis está inversamente correlacionado com o factor de utilização. Em 2012, o ajuste foi efectuado com a conclusão da facturação anual, enquanto o preço do 1T13 já inclui o ajustamento esperado ao factor de utilização bem como a actualização da inflação (distribuída por 12 meses) a ocorrer anualmente no aniversário de cada CAE.

- No 1T13, as vendas de electricidade aumentaram 46% vs. 1T12 para \$R17M, enquanto o EBITDA do período totalizou \$R11M (+51% vs. 1T12) com uma margem EBITDA de 65%.

- A EDPR está neste momento a desenvolver 120 MW, com CAE adjudicados no âmbito do leilão A-5 de energia de Dez-11, reforçando a presença da empresa num mercado com baixo risco, recurso eólico atractivo e fortes perspectivas de crescimento.



**renováveis**

**Dados Trimestrais**

# Dados Trimestrais

Dados Trimestrais	1T12	2T12	3T12	4T12	1T13	Δ Anual	Δ Trimestral
<b>MW EBITDA</b>							
Europa	3.652	3.664	3.738	3.876	3.952	+8%	+2%
EUA	3.422	3.422	3.567	3.637	3.637	+6%	-
Brasil	84	84	84	84	84	-	-
<b>EDPR</b>	<b>7.157</b>	<b>7.169</b>	<b>7.388</b>	<b>7.597</b>	<b>7.673</b>	<b>+7%</b>	<b>+1%</b>
<b>Factor Médio de Utilização</b>							
Europa	27%	27%	22%	28%	36%	+8 pp	+7 pp
EUA	41%	34%	21%	34%	36%	(5 pp)	+2 pp
Brasil	26%	25%	38%	35%	29%	+2,5 pp	(6 pp)
<b>EDPR</b>	<b>34%</b>	<b>31%</b>	<b>22%</b>	<b>31%</b>	<b>36%</b>	<b>+2 pp</b>	<b>+4 pp</b>
<b>GWh</b>							
Europa	2.109	2.109	1.760	2.299	2.874	+36%	+25%
EUA	3.056	2.552	1.597	2.733	2.829	(7%)	+4%
Brasil	48	45	71	67	52	+8%	(23%)
<b>EDPR</b>	<b>5.213</b>	<b>4.705</b>	<b>3.428</b>	<b>5.100</b>	<b>5.755</b>	<b>+10%</b>	<b>+13%</b>
<b>Tarifa/Preço de Venda</b>							
Europa (€/MWh)	96	94	96	92	95	(1%)	+3%
EUA (\$/MWh) <sup>(1)</sup>	46	46	51	47	48	+6%	+2%
Brasil (R\$/MWh)	276	283	291	291	308	+12%	+5,9%
<b>Preço Médio da Carteira (€/MWh)<sup>(1)</sup></b>	<b>60</b>	<b>62</b>	<b>70</b>	<b>61</b>	<b>66</b>	<b>+10%</b>	<b>+8%</b>
<b>Receitas (€M)</b>							
Europa	201	198	168	211	271	+35%	+29%
EUA	141	125	87	131	137	(2%)	+5%
Brasil	5	5	8	7	6	+28%	(12%)
<b>EDPR</b>	<b>346</b>	<b>327</b>	<b>263</b>	<b>349</b>	<b>415</b>	<b>+20%</b>	<b>+19%</b>
<b>EBITDA (€M)</b>							
Europa	159	156	124	194	215	+35%	+10%
EUA	107	89	49	73	115	+8%	+58%
Brasil	3	3	6	5	4	+32%	(19%)
<b>EDPR</b>	<b>263</b>	<b>240</b>	<b>171</b>	<b>263</b>	<b>327</b>	<b>+24%</b>	<b>+24%</b>
<b>EBITDA/Receitas</b>							
Europa	79%	79%	74%	92%	79%	+0 pp	(13 pp)
EUA	76%	71%	57%	56%	84%	+8 pp	+28 pp
Brasil	63%	52%	75%	71%	65%	2 pp	(6 pp)
<b>EDPR</b>	<b>76%</b>	<b>73%</b>	<b>65%</b>	<b>75%</b>	<b>79%</b>	<b>+3 pp</b>	<b>+4 pp</b>
<b>Resultado Líquido EDPR (€M)</b>	<b>62</b>	<b>38</b>	<b>(7)</b>	<b>34</b>	<b>90</b>	<b>+45%</b>	<b>+168%</b>
<b>Capex (€M)</b>							
Europa	40	31	61	292	24	(40%)	(92%)
EUA	14	27	91	46	13	(9%)	(71%)
Brasil	1	1	2	6	0	(24%)	(93%)
<b>EDPR</b>	<b>55</b>	<b>58</b>	<b>154</b>	<b>345</b>	<b>38</b>	<b>(31%)</b>	<b>(89%)</b>
<b>Dívida Líquida (€M)</b>	<b>3.544</b>	<b>3.533</b>	<b>3.508</b>	<b>3.305</b>	<b>3.507</b>	<b>(1%)</b>	<b>+6%</b>
<b>Passivo com parcerias com investidores instit. (€M)</b>	<b>963</b>	<b>1.009</b>	<b>979</b>	<b>942</b>	<b>950</b>	<b>(1%)</b>	<b>+1%</b>

<sup>(1)</sup> Exclui proveitos relacionados com parcerias com investidores institucionais.



**renováveis**

## **Demonstrações Financeiras**

# EDPR: Demonstração de Resultados por Região



1T13 (€M)	Europa	EUA	Brasil	Outros/Aj.	Consolidado
Vendas de electricidade e outros	271,2	101,6	6,3	0,0	379,1
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	-	35,6	-	-	35,6
<b>Receitas</b>	<b>271,2</b>	<b>137,2</b>	<b>6,3</b>	<b>0,0</b>	<b>414,7</b>
Outros proveitos operacionais	1,4	18,3	-	(0,3)	19,5
Fornecimentos e serviços externos	(30,9)	(25,3)	(1,7)	(3,4)	(61,3)
Custos com pessoal	(6,8)	(7,7)	(0,5)	(2,9)	(17,9)
Outros custos operacionais	(20,5)	(7,4)	(0,0)	(0,1)	(28,0)
<b>Custos Operacionais (líquidos)</b>	<b>(56,7)</b>	<b>(22,0)</b>	<b>(2,2)</b>	<b>(6,7)</b>	<b>(87,7)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>214,5</b>	<b>115,1</b>	<b>4,1</b>	<b>(6,7)</b>	<b>327,0</b>
EBITDA/Receitas	79,1%	83,9%	64,7%	n.a.	78,9%
Provisões	-	-	-	-	-
Amortizações	(62,9)	(57,7)	(1,5)	(0,7)	(122,8)
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	0,3	4,4	-	0,0	4,7
<b>EBIT</b>	<b>151,9</b>	<b>61,8</b>	<b>2,6</b>	<b>(7,4)</b>	<b>208,9</b>

1T12 (€M)	Europa	EUA	Brasil	Outros/Aj.	Consolidado
Vendas de electricidade e outros	200,6	104,1	4,9	0,0	309,6
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	-	36,5	-	0,0	36,5
<b>Receitas</b>	<b>200,6</b>	<b>140,7</b>	<b>4,9</b>	<b>0,0</b>	<b>346,2</b>
Outros proveitos operacionais	3,0	3,9	-	(0,6)	6,3
Fornecimentos e serviços externos	(28,4)	(24,4)	(1,5)	(2,9)	(57,3)
Custos com pessoal	(6,2)	(6,3)	(0,3)	(1,1)	(13,8)
Outros custos operacionais	(10,5)	(7,0)	(0,1)	(0,4)	(18,0)
<b>Custos Operacionais (líquidos)</b>	<b>(42,1)</b>	<b>(33,8)</b>	<b>(1,8)</b>	<b>(5,0)</b>	<b>(82,7)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>158,5</b>	<b>106,9</b>	<b>3,1</b>	<b>(5,0)</b>	<b>263,5</b>
EBITDA/Receitas	79,0%	76,0%	62,8%	n.a.	76,1%
Provisões	(0,0)	-	-	-	(0,0)
Amortizações	(61,6)	(54,3)	(1,7)	(0,6)	(118,2)
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	0,3	3,4	-	(0,0)	3,7
<b>EBIT</b>	<b>97,2</b>	<b>56,0</b>	<b>1,4</b>	<b>(5,6)</b>	<b>149,0</b>

# EDPR Europa: Demonstração de Resultados por País



1T13 (€m)	Espanha	Portugal	RdE	Outros/Aj.	Europa
Receitas	153,0	55,7	61,9	0,7	271,2
Custos Operacionais (líquidos)	(36,3)	(7,9)	(10,5)	(2,0)	(56,7)
<b>EBITDA</b>	<b>116,7</b>	<b>47,8</b>	<b>51,4</b>	<b>(1,4)</b>	<b>214,5</b>
EBITDA/Receitas	76,3%	85,8%	83,1%	n.a.	79,1%
Amortizações e Provisões	(41,9)	(6,4)	(13,1)	(1,1)	(62,6)
<b>EBIT</b>	<b>74,8</b>	<b>41,3</b>	<b>38,3</b>	<b>(2,5)</b>	<b>151,9</b>

1T12 (€m)	Espanha <sup>(1)</sup>	Portugal	RdE	Outros/Aj. <sup>(1)</sup>	Europa
Receitas	115,3	33,7	51,0	0,6	200,6
Custos Operacionais (líquidos)	(23,4)	(7,1)	(7,7)	(4,0)	(42,1)
<b>EBITDA</b>	<b>91,9</b>	<b>26,6</b>	<b>43,3</b>	<b>(3,4)</b>	<b>158,5</b>
EBITDA/Receitas	79,7%	79,0%	84,9%	n.a.	79,0%
Amortizações e Provisões	(41,8)	(6,9)	(11,6)	(1,0)	(61,3)
<b>EBIT</b>	<b>50,1</b>	<b>19,8</b>	<b>31,7</b>	<b>(4,4)</b>	<b>97,2</b>

(1) **Nota importante para Espanha e Outros:** Dada a existência, até ao 4T12, de uma Tarifa Variável para os activos regulados pelo RD 661/2007, a EDPR implementou uma estratégia de cobertura de preços sobre a sua exposição ao preço da *pool* espanhola. Apesar de inteiramente dedicado a activos localizados em Espanha, o ganho de cobertura de preços de €0,7M no 1T12 está contabilizado ao nível da plataforma europeia (Outros/Ajust.). Na página 11, o ganho de cobertura de preços foi incluído junto com o segmento Espanha apenas para propósito de análise. A partir de Jan-13 devido às alterações regulatórias impostas, a EDPR já não precisa de cobrir a sua exposição ao preço da *pool* visto que a sua produção é vendida através de uma Tarifa Fixa.





renováveis

Anexo

Pipeline (MW)	Tier 1	Tier 2	Tier 3	Subtotal	Prospects	Total
Espanha	81	228	1.758	2.067	1.580	3.647
Portugal <sup>(1)</sup>	85	9	14	109	-	109
<b>Resto de Europa</b>	<b>438</b>	<b>763</b>	<b>1.898</b>	<b>3.099</b>	<b>1.296</b>	<b>4.396</b>
- França	25	175	245	444	176	620
- Bélgica	14	-	-	14	41	54
- Polónia	94	441	118	653	522	1.175
- Roménia	276	-	30	306	200	506
- Itália	30	148	58	236	358	593
- UK	-	-	1.448	1.448	-	1.448
<b>Europa</b>	<b>605</b>	<b>1.000</b>	<b>3.670</b>	<b>5.275</b>	<b>2.876</b>	<b>8.151</b>
<b>EUA</b>	<b>675</b>	<b>2.598</b>	<b>3.950</b>	<b>7.223</b>	<b>1.100</b>	<b>8.323</b>
<b>Canadá</b>	<b>-</b>	<b>30</b>	<b>365</b>	<b>395</b>	<b>50</b>	<b>445</b>
<b>América do Norte</b>	<b>675</b>	<b>2.628</b>	<b>4.315</b>	<b>7.618</b>	<b>1.150</b>	<b>8.768</b>
<b>Brasil</b>	<b>146</b>	<b>-</b>	<b>897</b>	<b>1.043</b>	<b>241</b>	<b>1.284</b>
<b>EDPR</b>	<b>1.426</b>	<b>3.628</b>	<b>8.882</b>	<b>13.936</b>	<b>4.267</b>	<b>18.203</b>

<sup>(1)</sup> O total de projectos em Tier 1 é atribuível à EDPR no âmbito do consórcio Eólicas de Portugal.



**renováveis**

powered by nature