



renováveis

## Resultados 9M 2012

### Direcção de Relações com Investidores

Rui Antunes, Director  
Francisco Beirão  
Diogo Cabral

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:** Terça-feira, 6 de Novembro de 2012, 14:00 GMT | 15:00 CET

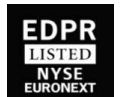
**Webcast:** [www.edpr.com](http://www.edpr.com)

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

**Número de telefone para repetição:** +44 (0)20 7031 4064 | Código acesso: 924400 (até 13 de Novembro de 2012)

**6 de Novembro de 2012**

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



Destaques dos 9M12	- 2 -
Demonstrações Financeiras Consolidadas	- 3 -
Principais Dados Operacionais e de Receitas	- 4 -
Principais Dados Financeiros	- 5 -
Base de Activos e <i>Capex</i>	- 6 -
<i>Cash-Flow</i>	- 7 -
Dívida Líquida	- 8 -
Plataformas de Actividade	- 9 -
Europa	- 10 -
EUA	- 14 -
Brasil	- 16 -
Dados Trimestrais	- 17 -
Demonstrações Financeiras	- 19 -
Anexo	- 22 -

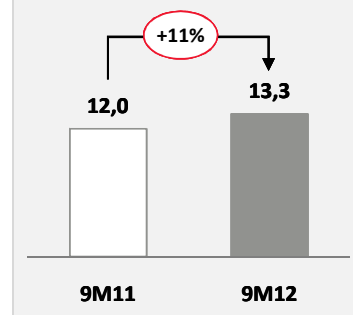
## Sumário Resultados Financeiros

Dados Operacionais	9M12	9M11	Δ 12/11
Capacidade instalada (MW EBITDA + ENEOP)	7.738	7.280	+458
Factor de utilização (%)	29%	28%	+1 pp
Produção (GWh)	13.345	11.975	+11%
Preço médio venda electricidade (€/MWh)	63,9	57,8	+11%
DR (€M)	9M12	9M11	Δ 12/11
<b>Receitas</b>	<b>936</b>	<b>769</b>	<b>+22%</b>
Custos Operacionais (líquido)	(262)	(221)	+19%
<b>EBITDA</b>	<b>675</b>	<b>548</b>	<b>+23%</b>
EBITDA/Receitas	72%	71%	+1 pp
EBIT	344	239	+44%
Resultados Financeiros	(201)	(176)	+14%
<b>Resultado Líquido (Accionistas EDPR)</b>	<b>93</b>	<b>63</b>	<b>+48%</b>
Fluxo de Caixa (€M)	9M12	9M11	Δ 12/11
Fluxo de Caixa Operacional	532	491	+8%
Capex	267	516	(48%)
Balanço (€M)	9M12	2011	Δ €
Activos fixos tangíveis (líquido)	10.388	10.455	(66)
Capital Próprio	5.526	5.454	+73
Dívida líquida	3.508	3.387	+120
Passivos com investidores institucionais (EUA)	979	1.011	(32)
Trabalhadores	9M12	9M11	Δ 12/11
<b>Total</b>	<b>850</b>	<b>809</b>	<b>+5%</b>

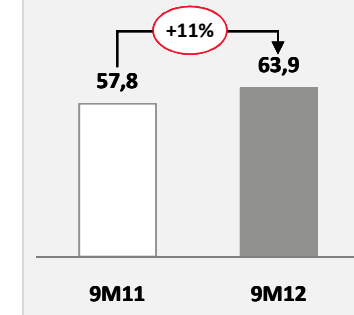
## Principais Acontecimentos

- João Manso Neto foi nomeado CEO da EDPR.
- A EDPR estabeleceu project finance de €177M para 125 MW em Espanha.
- A EDPR realizou o seu Dia do Investidor 2012 no Porto, Portugal.
- A EDPR alienou 4,5 MW de mini-hídrica em Espanha (€3M de ganho).
- A EDPR estabeleceu project finance de €46M para 57 MW na Bélgica.
- Sector eólico e o Governo Português chegam a acordo de princípio para extensão do período remuneratório.
- A EDPR inicia construção de 39 MW de projectos solar fotovoltaicos na Roménia.

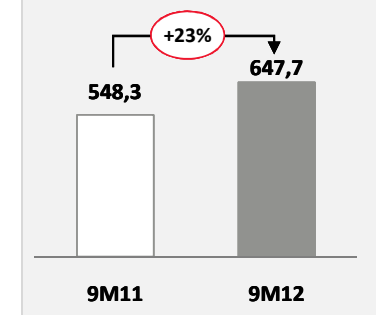
## Produção (TWh)



## Preços (€/MWh)



## EBITDA (€M)



• Nos 9M12, a EDPR aumentou a sua produção de electricidade em 11% face ao período homólogo para 13,3 TWh, dado o crescimento da capacidade instalada ao longo dos últimos 12 meses, conjugado com uma performance de qualidade superior do factor de utilização (29% nos 9M12, +1pp vs. 9M11).

• O preço médio de venda subiu 11% face ao período homólogo para €63,9/MWh, beneficiando da performance positiva de todas as plataformas da EDPR vs. 9M11: +7% na Europa, +3% nos EUA e +3% no Brasil; e da valorização do Dólar (impacto de +3%).

• As Receitas aumentaram 22% para €936M nos 9M12 superando o crescimento da produção, dado o crescimento sustentado do preço médio de venda. O EBITDA cresceu em linha com a evolução das Receitas (+23% vs. 9M11 para €675M), na sequência do aumento de 15% dos custos operacionais (excluindo outros proveitos operacionais) e uma queda de €5M de outros proveitos operacionais, o que conduziu a uma margem EBITDA de 72% (+1pp vs. 9M11).

• O EBIT subiu 44% vs. 9M11 para €344M dado o crescimento sólido de dois dígitos ao nível operacional e das amortizações que apenas subiram 7% dada a extensão da vida útil dos activos da EDPR para 25 anos no 2T11.

• Os resultados financeiros subiram 14% vs. 9M11 para -€201M. Não obstante, os juros financeiros líquidos subiram 9%, abaixo dos 14% de variação anual da Dívida Financeira média (o custo da dívida caiu 30pb face aos 9M11 para 5,3%). O aumento acrescido dos resultados financeiros foi impactado maioritariamente por menores capitalizações de custos financeiros (-€16M vs. 9M11).

• O Resultado Líquido cresceu 48% nos 9M12 para €93M, ou 31% numa base comparável (Resultado Líquido Ajustado de €94M nos 9M12 vs. €72M nos 9M11) quando ajustado pela extensão da vida útil dos projectos para 25 anos, pelo reconhecimento de impostos diferidos nos EUA, por diferenças cambiais, por mais-valias, por utilização de provisões e por abates/imparidades.

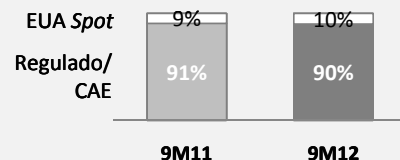
• O Fluxo de Caixa Operacional cresceu 8% nos 9M12 para €532M, impactado por recebimentos não recorrentes nos 9M11. O Fluxo de Caixa Operacional, foi pela primeira vez, superior ao nível de investimento operacional no período. Contudo, a Dívida Líquida subiu €0,1 MM vs. Dez-11 para €3,5 MM, devido às actividades de investimento e o serviço de dívida, cobertos em 80% pelo Fluxo de Caixa Operacional.

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

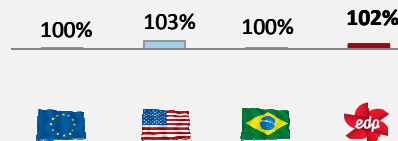
Demonstração de Resultados (€M)	9M12	9M11	Δ 12/11
Vendas com electricidade e outros	842,0	689,2	+22%
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	94,2	79,7	+18%
<b>Receitas</b>	<b>936,2</b>	<b>768,8</b>	<b>+22%</b>
Outros proveitos operacionais	20,3	25,4	(20%)
Fornecimentos e serviços externos	(183,5)	(164,5)	+11%
Custos com pessoal	(46,8)	(42,4)	+10%
Outros custos operacionais	(51,6)	(39,0)	+32%
<b>Custos Operacionais (líquido)</b>	<b>(261,6)</b>	<b>(220,5)</b>	<b>+19%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>674,7</b>	<b>548,3</b>	<b>+23%</b>
EBITDA/Receitas	72,1%	71,3%	+0,7 pp
Provisões	-	0,3	-
Amortizações	(342,3)	(320,7)	+7%
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	11,5	11,4	+1%
<b>EBIT</b>	<b>343,9</b>	<b>239,4</b>	<b>+44%</b>
Ganhos/(perdas) na alienação de activos financeiros	2,9	10,0	(72%)
Resultados financeiros	(200,7)	(176,5)	+14%
Ganhos/(perdas) em associadas	4,3	3,7	+15%
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>150,3</b>	<b>76,6</b>	<b>+96%</b>
IRC e impostos diferidos	(51,1)	(15,2)	+236%
Resultado Líquido do Exercício	99,2	61,4	+62%
<b>Resultado Líquido (Accionistas EDPR)</b>	<b>92,6</b>	<b>62,6</b>	<b>+48%</b>
Interesses minoritários	6,6	(1,2)	-

Activos (€M)	9M12	2011
Activos fixos tangíveis (líquido)	10.388	10.455
Activos intangíveis & goodwill (líquido)	1.346	1.334
Investimentos financeiros (líquido)	60	61
Impostos diferidos activos	68	56
Inventários	23	24
Clientes (líquido)	152	146
Outros devedores (líquido)	804	750
Activos financeiros ao justo valor através dos resultados	0,4	0,2
Caixa e equivalentes	276	220
Activos detidos para venda	-	-
<b>Total Activo</b>	<b>13.118</b>	<b>13.045</b>
Capital Próprio (€M)	9M12	2011
Capital + prémios de emissão	4.914	4.914
Resultados e outros reservas	390	325
Resultado líquido atribuível aos accionistas EDPR	93	89
Interesses minoritários	131	127
<b>Total do Capital Próprio</b>	<b>5.526</b>	<b>5.454</b>
Passivo (€M)	9M12	2011
Dívida financeira	4.018	3.826
Passivo com investidores institucionais	979	1.011
Provisões para riscos e encargos	61	58
Impostos diferidos passivos	387	381
Proveitos diferidos de investidores institucionais	757	773
Credores e outros passivos (líquido)	1.390	1.542
<b>Total do Passivo</b>	<b>7.592</b>	<b>7.591</b>
<b>Total do Capital Próprio e Passivo</b>	<b>13.118</b>	<b>13.045</b>

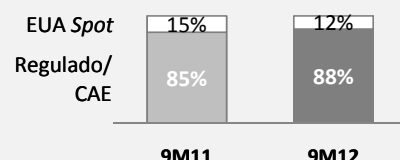
MW EBITDA	9M12	9M11	Δ 12/11	Capacidade por Remuneração	
Europa	3.738	3.553	+185	EUA Spot	9%
EUA	3.567	3.323	+244	Regulado/CAE	91%
Brasil	84	84	-		10%
<b>Total</b>	<b>7.388</b>	<b>6.959</b>	<b>+429</b>		



Factor Utiliz.	9M12	9M11	Δ 12/11	Factor Utilização 9M12 vs Média	
Europa	26%	25%	+0,9 pp	100%	103%
EUA	32%	31%	+0,8 pp	100%	102%
Brasil	30%	34%	(4,6 pp)		
<b>Total</b>	<b>29%</b>	<b>28%</b>	<b>+0,7 pp</b>		



GWh	9M12	9M11	Δ 12/11	GWh por Remuneração	
Europa	5.977	5.240	+14%	EUA Spot	15%
EUA	7.204	6.632	+9%	Regulado/CAE	85%
Brasil	164	103	+59%		12%
<b>Total</b>	<b>13.345</b>	<b>11.975</b>	<b>+11%</b>		



• A EDPR adicionou 429 MW à sua capacidade instalada EBITDA nos últimos 12 meses, dos quais 185 MW na Europa e 244 MW nos EUA. A Set-12, a EDPR tinha 90% da sua carteira de activos associada a contratos de longo prazo e a enquadramentos regulatórios, estando apenas 10% expostos integralmente ao mercado de curto-prazo (nos EUA).

• Nos 9M12, o factor de utilização da EDPR subiu 1pp face ao período homólogo para 29% – entre os mais elevados do sector – reflectindo a elevada qualidade dos seus parques eólicos e capturando simultaneamente os benefícios de uma carteira equilibrada. Na Europa, o factor de utilização subiu 1pp vs. 9M11 para 26%, com o 3T12 a confirmar a tendência positiva já registada nos dois primeiros trimestres do ano. Nos EUA, a EDPR atingiu um factor de utilização de 32% nos 9M12 (+1pp vs. 9M11 dado um recurso eólico estável no 3T12 (21% vs. 21% no 3T11), mais fraco no 2T12 (-400pb vs. 2T11) e notável no 1T12 (+600pb vs. 1T11). No Brasil, o factor de utilização alcançou 30% (vs. 34% nos 9M11).

• A produção de electricidade aumentou 11% nos 9M12 para 13,3 TWh. A Europa constituiu o principal motor de crescimento da EDPR (+14% vs. 9M11), sustentado pela evolução na Europa Central e de Leste (Resto da Europa) com um crescimento anual de 37% para 1,2 TWh. A produção de electricidade em Portugal cresceu 2% vs. 9M11 e em Espanha a produção subiu 12% face aos 9M11 em resultado do forte recurso eólico nos dois últimos trimestres. Nos EUA, a produção de electricidade subiu 9% face aos 9M11

Preços de Venda Por MWh	9M12	9M11	Δ 12/11
Europa	€95,2	€88,7	+7%
EUA	\$47,1	\$45,5	+3%
Brasil	R\$ 284,6	R\$277,2	+3%
<b>Preço de Venda Médio</b>	<b>€63,9</b>	<b>€57,8</b>	<b>+11%</b>

Vendas com Electricidade e Outros (€M)	9M12	9M11	Δ 12/11
Europa	566,9	464,8	+22%
EUA	257,5	212,3	+21%
Brasil	17,6	12,0	+46%
<b>Total</b>	<b>842,0</b>	<b>689,2</b>	<b>+22%</b>

Proveitos com Parcerias Institucionais (€M)	9M12	9M11	Δ 12/11
<b>Total</b>	<b>94,2</b>	<b>79,7</b>	<b>+18%</b>

Receitas	9M12	9M11	Δ 12/11
<b>Receitas (€M)</b>	<b>936,2</b>	<b>768,8</b>	<b>+22%</b>
<b>Receitas por MW médio em operação (€ mil)</b>	<b>131,9</b>	<b>117,2</b>	<b>+13%</b>

suportado pelo aumento da capacidade instalada e o notável recurso eólico já registado no 1T12. No Brasil, a produção da EDPR aumentou 59% para 164 GWh no seguimento da entrada em operação de 70 MW em Maio-11.

• O preço médio de venda subiu 11% vs. 9M11 para €63,9/MWh devido: i) à subida dos preços na Europa (impacto de +€2,83/MWh); ii) à valorização do Dólar (impacto de +€1,77/MWh); iii) à recuperação do preço médio nos EUA (impacto de +€0,60/MWh); iv) ao crescimento do preço e da produção no Brasil (impacto de +€0,53/MWh); e v) à subida do peso da produção de electricidade na Europa, vendida a preços superiores à média da carteira (impacto de +€0,45/MWh).

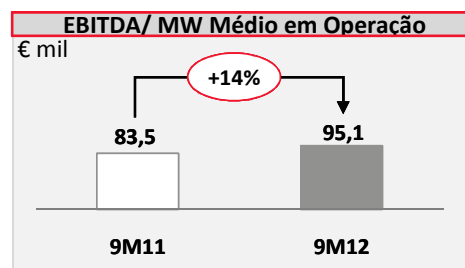
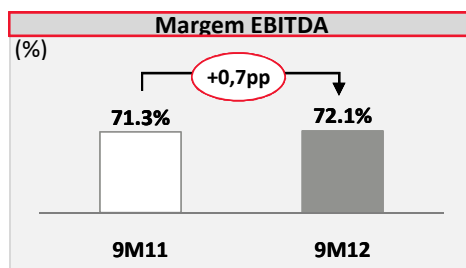
• Em resultado do crescimento homólogo de 11% na produção de electricidade e da subida dos preços de venda (+11% vs. 9M11), as vendas de electricidade subiram 22% no período. Os proveitos com Parcerias com Investidores Institucionais aumentaram 18% no período para €94M, na sequência: i) da apreciação do dólar (+9% vs. 9M11); e ii) da maior produção de electricidade nos EUA (+9% vs. 9M11), conduzindo a maiores receitas associadas a PTC.

• As Receitas aumentaram 22% face aos 9M11, tendo o rácio por MW melhorado 13%, reflectindo a qualidade dos investimentos efectuados nos últimos 12 meses e a melhoria das métricas da carteira quando analisado numa base comparável.

Receitas	9M12	9M11	Δ %
Receitas (€M)	936,2	768,8	+22%
Receitas por MW Médio em Operação (€ mil)	131,9	117,2	+13%

Custos Operacionais (€M)	9M12	9M11	Δ %
Outros proveitos operacionais	20,3	25,4	(20%)
Fornecimentos e serviços externos	(183,5)	(164,5)	+11%
Custos com pessoal	(46,8)	(42,4)	+10%
Outros custos operacionais	(51,6)	(39,0)	+32%
<b>Custos Operacionais (líquido)</b>	<b>(261,6)</b>	<b>(220,5)</b>	<b>+19%</b>

Rácios custos operacionais - excluindo outros proveitos op.:			
Custos operacionais/MW médios em operação (€ mil)	39,7	37,5	+6%
Custos operacionais/MWh (€)	21,1	20,5	+3%



EBITDA a EBIT (€M)	9M12	9M11	Δ %
<b>EBITDA</b>	<b>674,7</b>	<b>548,3</b>	<b>+23%</b>
Provisões	-	0,3	-
Amortizações	(342,3)	(320,7)	+7%
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	11,5	11,4	+1%
<b>EBIT</b>	<b>343,9</b>	<b>239,4</b>	<b>+44%</b>

Resultados Financeiros (€M)	9M12	9M11	Δ %
Juros financeiros líquidos	(152,0)	(139,4)	+9%
Custos com parcerias com investidores institucionais	(50,5)	(46,3)	+9%
Custos capitalizados	13,3	29,3	(54%)
Diferenças cambiais & derivados cambiais <sup>(1)</sup>	4,4	(15,5)	-
Outros	(15,9)	(4,5)	(256%)
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(200,7)</b>	<b>(176,5)</b>	<b>+14%</b>

Resultados Antes de Impostos (€M)	9M12	9M11	Δ %
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>150,3</b>	<b>76,6</b>	<b>+96%</b>
IRC e impostos diferidos	(51,1)	(15,2)	+236%
Resultado Líquido do Exercício	99,2	61,4	+62%
Interesses minoritários	6,6	(1,2)	-
<b>Resultado Líquido (Accionistas EDPR)</b>	<b>92,6</b>	<b>62,6</b>	<b>+48%</b>

• As Receitas aumentaram 22% vs. 9M11 para €936M, suportadas pela subida da produção de electricidade e pela subida dos preços de venda. Os custos operacionais líquidos aumentaram 19% nos 9M12, embora os custos operacionais, excluindo outros proveitos operacionais, tenham aumentado 15% no período (de €246M nos 9M11 para €282M nos 9M12). Numa perspectiva de rácio unitário, os custos operacionais cresceram 6% por MW médio em operação e 3% por MWh vs. 9M11, maioritariamente impactados pela valorização do Dólar vs. 9M11 (excluindo este efeito, os custos operacionais por MW teriam crescido 2%). Os fornecimentos e serviços externos (que inclui custos de O&M) e os custos com pessoal cresceram 11% nos 9M12, dada a valorização do Dólar, o crescimento da capacidade em operação e uma menor capitalização de custos com a queda no volume de mão-de-obra alocada a actividades de construção e desenvolvimento. Por outro lado, os outros custos operacionais (maioritariamente impostos e rendas/locações indexados ao desempenho operacional) subiram 32% em função do crescimento operacional, da valorização do Dólar, de maiores taxas/impostos locais (Espanha e França) e de taxas de rede (Espanha).

• O EBITDA por MW médio em operação, indicador de rentabilidade dos activos, aumentou 14% face aos 9M11, evidenciando uma melhoria das métricas económicas da carteira da EDPR para o período. Em resultado, o EBITDA da EDPR nos 9M12 aumentou 23% para €675M, superando o crescimento da capacidade e da produção de electricidade.

• O aumento de 7% das amortizações é explicado pelo crescimento da capacidade instalada da EDPR nos últimos 12 meses (+429 MW), embora parcialmente mitigado pela extensão da vida útil para 25 anos dos activos em operação (introduzido no 2T11). Consequentemente, o crescimento de 23% do EBITDA foi transformado num aumento de 44% ao nível do EBIT (+34% excluindo o impacto da extensão da vida útil).

• Os juros financeiros líquidos antes de capitalizações cresceram 9% nos 9M12 para €152M, abaixo dos 14% de evolução da Dívida Financeira média. Os custos com Parcerias com Investidores Institucionais subiram 9% vs. 9M11, dada a valorização do dólar, enquanto que as restantes linhas de despesas financeiras foram impactadas por menores capitalizações, diferenças cambiais positivas e acréscimo de outros custos financeiros.

• Os Resultados Antes de Impostos subiram 96% vs. 9M11 para €150M. Os impostos sobre lucros somaram €51M nos 9M12, no seguimento de uma taxa efectiva de imposto de 34% (vs. 20% nos 9M11). No 4T11, a EDPR passou a reconhecer nos EUA passivos com impostos diferidos sobre resultados antes de imposto. Esta alteração resultou no reconhecimento nos EUA de €12M (não-caixa) de impostos diferidos nos 9M12 (vs. zero nos 9M11).

• O Resultado Líquido cresceu 48% nos 9M12 para €93m, ou 31% numa base comparável quando ajustado pela extensão da vida útil dos projectos para 25 anos, pelo reconhecimento de impostos diferidos nos EUA, por diferenças cambiais, ganhos em associadas, utilização de provisões e abates/imparidades.

<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)	9M12	Δ 9M12	Δ 12/11	Em Constr.
Espanha	2.284	+84	+90	26
Portugal	615	+2	+16	-
França	306	-	+22	8
Bélgica	57	-	-	-
Polónia	190	-	-	130
Roménia	285	-	+57	93
Itália	-	-	-	40
<b>Europa</b>	<b>3.738</b>	<b>+86</b>	<b>+185</b>	<b>296</b>
<b>EUA</b>	<b>3.567</b>	<b>+145</b>	<b>+244</b>	<b>70</b>
<b>Brasil</b>	<b>84</b>	-	-	-
<b>MW EBITDA</b>	<b>7.388</b>	<b>+231</b>	<b>+429</b>	<b>367</b>
ENEOP - Eólicas de Portugal (consolidado por equity)	350	+24	+29	29
<b>MW EBITDA + Eólicas de Portugal</b>	<b>7.738</b>	<b>+255</b>	<b>+458</b>	<b>395</b>

Capex (€M) <sup>(1)</sup>	9M12	9M11	Δ %	Δ €
Espanha	52	116	(55%)	(64)
Portugal	9	1	-	+8
Resto da Europa (RdE)	70	99	(29%)	(29)
<b>Europa</b>	<b>131</b>	<b>216</b>	<b>(39%)</b>	<b>(85)</b>
<b>EUA</b>	<b>132</b>	<b>237</b>	<b>(44%)</b>	<b>(104)</b>
<b>Brasil</b>	<b>3</b>	<b>60</b>	<b>(95%)</b>	<b>(57)</b>
Outros	0,5	4	(88%)	(3)
<b>Capex Total</b>	<b>267</b>	<b>516</b>	<b>(48%)</b>	<b>(249)</b>

Activos fixos tangíveis (€M)	9M12	2011	Δ €
<b>Activos fixos tangíveis (líquido)</b>	<b>10.388</b>	<b>10.455</b>	<b>(66)</b>
(+) Amortizações acumuladas	2.101	1.764	+337
(=) Activos fixos tangíveis (brutos)	12.489	12.218	+271
(-) Activos fixos tangíveis em fase de construção	1.263	1.206	+57
(=) Activos fixos tangíveis existentes (brutos)	11.226	11.013	+214
(-) Cash grants nos EUA	374	368	+6
<b>(=) Capital investido em activos existentes</b>	<b>10.853</b>	<b>10.645</b>	<b>+208</b>

• A Set-12, a EDPR detinha 7,7 GW de capacidade eólica *onshore* repartidos por 8 países, dos quais 7,4 GW de capacidade consolidada integralmente e 350 MW através do Consórcio Eólicas de Portugal (consolidados pelo método de equivalência patrimonial).

• Nos últimos 12 meses, a EDPR adicionou 429 MW à sua capacidade consolidada integralmente e 29 MW (atribuíveis à EDPR) através do consórcio Eólicas de Portugal. Dos 458 MW instalados nos últimos 12 meses, 214 MW foram na Europa e 244 MW nos EUA. Na Europa, foram instalados 90 MW em Espanha, 57 MW na Roménia, 22 MW em França e 45 MW em Portugal (dos quais 29 MW no âmbito do consórcio Eólicas de Portugal). Nos 9M12, a EDPR aumentou a sua capacidade instalada em 255 MW: 231 MW consolidados integralmente e 24 MW (atribuíveis à EDPR) através do consórcio Eólicas de Portugal.

• A Set-12, a EDPR tinha 395 MW em fase de construção: 356 MW de energia eólica e 39 MW de energia solar PV. A capacidade em fase de construção, conjugada com a capacidade instalada nos 9M12, oferece uma elevada visibilidade sobre o cumprimento do objectivo de instalação de capacidade para 2012 (500 MW). Na Europa, encontravam-se em fase de construção 325 MW (130 MW na Polónia, 93 MW na Roménia – dos quais 54 MW de energia eólica e 39 MW de energia solar PV – 40 MW em Itália, 29 MW em Portugal e 26 MW em Espanha) e nos EUA encontram-se em construção 70 MW do parque eólico Marble River.

• Em Set-12, a EDPR iniciou a construção de 39 MW de Solar Foto-Voltaico (PV) na Roménia, antecipando a execução de uma das suas decisões estratégicas de diversificação selectiva da carteira direccionada para novas tecnologias de energia renovável (inicialmente esperado para 2014-15). A Roménia possui um dos enquadramentos de incentivo à energia solar mais atractivos na Europa (6 Certificados Verdes por MWh por 15 anos) para um volume limitado de capacidade a ser instalada (é expectável que o Solar PV alcance 260 MW em 2020; c.1% da produção de energia renovável esperada para este ano).

• O investimento operacional nos 9M12 foi de €267M, reflectindo os 231 MW instalados nos 9M12 e os trabalhos efectuados no período para os 367 MW em fase de construção. O investimento operacional dos 9M12 diminuiu 48% face aos 9M11, sendo esperado que se mantenha inferior ao do ano passado dadas menores adições de capacidade esperadas para 2012. Do total de €267M de investimento operacional nos 9M12, €131M foram investidos na Europa (€70M no RdE, €52M em Espanha e €9M em Portugal) e €132M nos EUA.

• Os activos fixos tangíveis (líquido) diminuíram em €66M face a Dez-11 em resultado de um nível de investimento operacional inferior ao de amortizações no período (dado o perfil de instalação de nova capacidade, com maior peso no final do ano). Os activos fixos tangíveis incluem o total de investimentos, incluindo investimento operacional (antes de *cash-grant*) 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 *cash grant* recebidos nos EUA, o capital bruto investido nos activos existentes somaria €10,9 MM a Set-12.

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

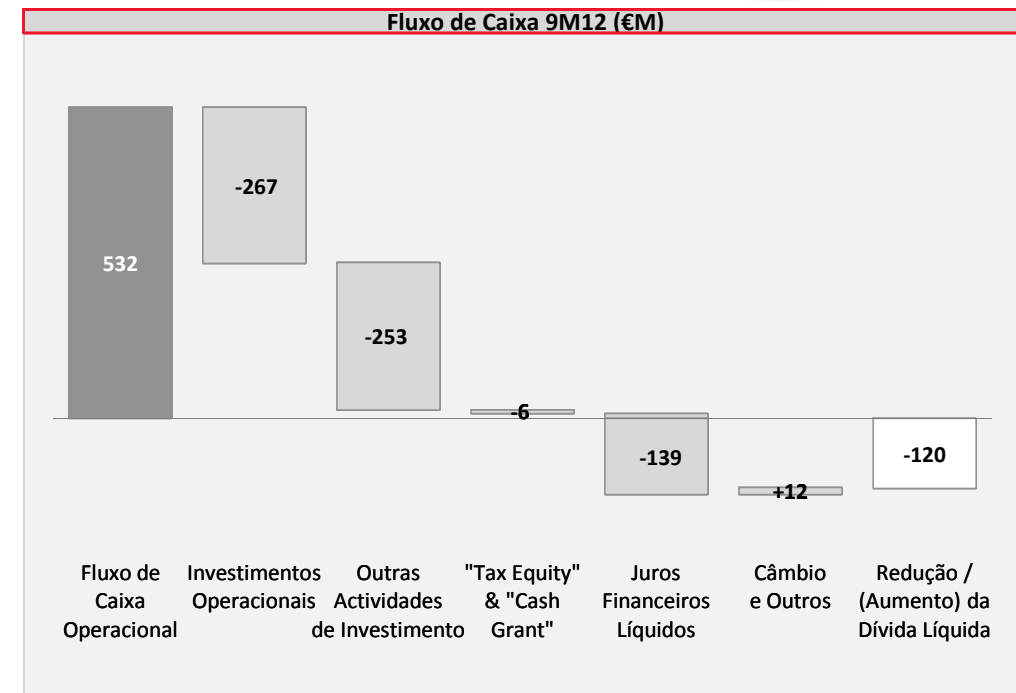


Fluxo de Caixa (€M)	9M12	9M11	Δ 12/11
<b>EBITDA</b>	<b>675</b>	<b>548</b>	<b>+23%</b>
Imposto corrente	(50)	(36)	+37%
Juros financeiros líquidos	(152)	(139)	+9%
Ganhos em associadas	4	4	+15%
<b>FFO (Funds from operations)</b>	<b>477</b>	<b>376</b>	<b>+27%</b>
Juros financeiros líquidos	152	139	+9%
Ganhos em associadas	(4)	(4)	+15%
Outros ajustamentos e variações não financeiras	(78)	(97)	(20%)
Variações de fundo de manei	(15)	76	-
<b>Fluxo de caixa operacional</b>	<b>532</b>	<b>491</b>	<b>+8%</b>
Investimentos operacionais	(267)	(516)	(48%)
Investimentos (financeiros)/desinvestimentos	(16)	(195)	+92%
Variação de fundo de manei de fornecedores de imobilizado	(237)	(266)	(11%)
"Cash Grant"	5	2	+221%
<b>Fluxo de caixa operacional líquido</b>	<b>18</b>	<b>(485)</b>	<b>-</b>
Recebimentos (pagamentos) com parcerias com invest. instit.	(11)	72	-
Juros financeiros líquidos (após capitalizações)	(139)	(110)	+26%
Diferenças cambiais e outros	12	(75)	-
<b>Redução / (Aumento) de dívida líquida</b>	<b>(120)</b>	<b>(598)</b>	<b>(80%)</b>

Nos 9M12, a EDPR gerou um fluxo de Caixa Operacional de €532M, (+8% vs. 9M11) aquém do crescimento anual de 27% do FFO, devido às variações de fundo de manei não recorrentes registadas nos 9M11 (maioritariamente explicadas por pagamentos/recebimentos de IVA).

Os principais movimentos de fluxo de caixa dos 9M12 são os seguintes:

- Os Fundos Gerados pelas Operações (FFO), resultando do EBITDA após juros da dívida, ganhos em associadas e impostos, aumentaram 27% face ao período homólogo (acima do crescimento de EBITDA, em resultado da menor alavancagem financeira da empresa). O imposto corrente subiu 37% face ao aumento de 236% na linha de impostos sobre lucros da DR, dado que os impostos diferidos reconhecidos no período, nomeadamente a contabilização de impostos diferidos nos EUA, são não-caixa;
- 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 €532M (+8% face ao período homólogo). A comparação anual da variação de necessidades de fundo de manei foi influenciada por recebimentos não recorrentes nos 9M11 (relacionados maioritariamente com recebimentos de IVA);



- O Investimento Operacional com projectos em fase de construção somou €267M. Outras actividades de investimento atingiram um total de €253M, que contempla maioritariamente o pagamento de facturas a fornecedores de imobilizado (€237M) relacionado com alguns dos investimentos efectuados em períodos anteriores (impactando maioritariamente o 1T do ano);
- O Fluxo de Caixa Operacional financiou, pela primeira vez, um montante superior ao das actividades de investimento nos 9M12 (investimento operacional do período + variação de necessidades de fundo de manei relacionadas com fornecedores de imobilizado);
- A linha de "diferenças cambiais e outros" inclui €3M pelo impacto do efeito de tradução cambial positivo;
- Resumindo, a Dívida Líquida subiu €120M vs. Dez-11, ou €117M se excluído o impacto do efeito cambial.



Dívida Líquida (€M)	9M12	2011	Δ €
Empréstimos bancários e outros	944	837	+107
Dívida com empresas do Grupo EDP	3.074	2.989	+85
<b>Dívida financeira</b>	<b>4.018</b>	<b>3.826</b>	<b>+192</b>
Caixa e equivalentes	276	220	+56
Empréstimos a empresas associadas e <i>cash pooling</i>	234	219	+15
Activos financeiros detidos para negociação	0,4	0,2	+0,2
<b>Caixa e Equivalentes</b>	<b>510</b>	<b>439</b>	<b>+72</b>
<b>Dívida Líquida</b>	<b>3.508</b>	<b>3.387</b>	<b>+120</b>

Divisão da Dívida Líquida por Activos (€M)	9M12	2011	Δ €
Dívida líquida relativa a activos em operação	3.142	3.169	(27)
Dívida líquida relativa a activos em construção e desenv.	366	218	+147

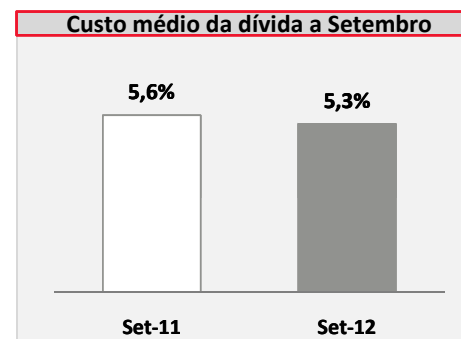
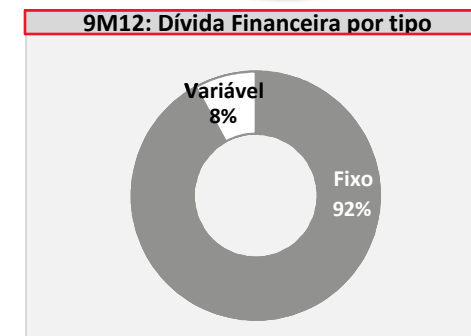
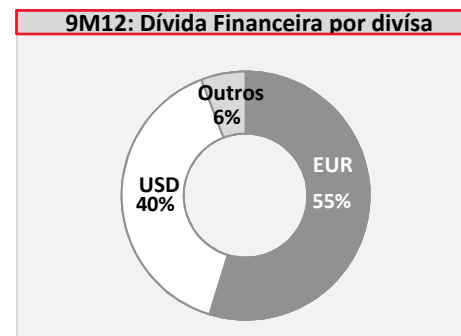
Dívida Média (€M)	9M12	9M11	Δ %
Dívida financeira média	4.018	3.539	+14%
Dívida líquida média	3.503	3.234	+8%

Parcerias com Investidores Institucionais (€M) <sup>(1)</sup>	9M12	2011	Δ €
<b>Passivo com Parcerias com Investidores Institucionais</b>	<b>979</b>	<b>1.011</b>	<b>(32)</b>

• A Dívida Líquida apenas cresceu 0,1MM vs. Dez-11 (para €3,5MM), tendo o Fluxo de Caixa Operacional coberto 80% das actividades de investimentos e serviço da dívida no período. A Dívida Bruta média aumentou 14% nos últimos 12 meses (€4,0MM nos 9M12 vs. €3,5MM nos 9M11), enquanto que a Dívida Líquida média aumentou 8% face ao período homólogo.

• 76% do total da Dívida Bruta da EDPR foi representada por empréstimos junto do Grupo EDP, enquanto que os empréstimos bancários somam 24% do mesmo total. A EDPR mantém o compromisso de diversificar as suas fontes de financiamento e de executar projectos de qualidade superior, permitindo o acesso a *project finance* local a custos competitivos. Nos 9M12, a EDPR estabeleceu um *project finance* para 125 MW em Espanha no montante de €177M e assinou um *project finance* de €46M para 57 MW na Bélgica (financiado em Out-12).

• O passivo com Parcerias com Investidores Institucionais nos EUA (€979M) caiu €32M vs. Dez-11, no seguimento da geração de benefícios fiscais para o parceiro institucional.



**Enterprise Value (30 de Setembro 2012)**

	€MM	%
Cap. Bolsista	3,0	40%
Minoritários	0,1	2%
TEI	1,0	13%
Dívida Líquida	3,5	46%
<b>EV</b>	<b>7,7</b>	<b>100%</b>

• A Set-12, 55% da dívida financeira da EDPR estava denominada em Euros, enquanto que 40% estava em Dólares Norte-Americanos. Os restantes 6% estão maioritariamente relacionados com dívida em Zloty e em Real Brasileiro.

• 92% da dívida financeira da EDPR está sob taxa fixa, sendo que a grande parte (80%) 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.

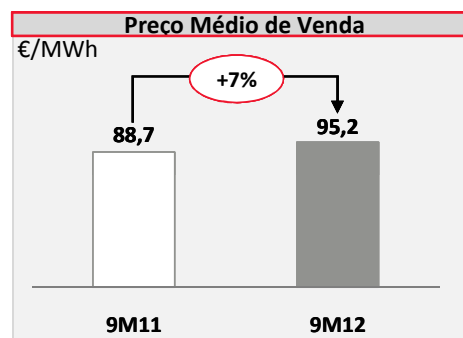
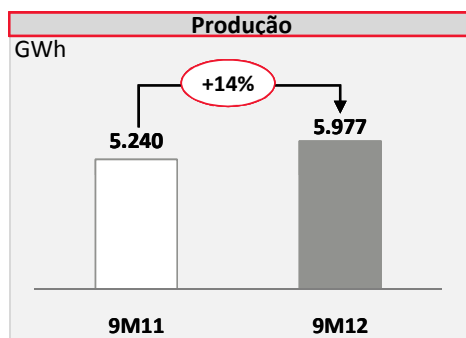
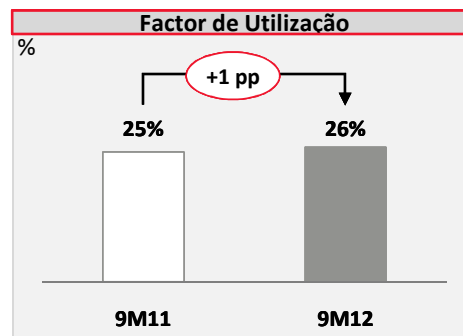
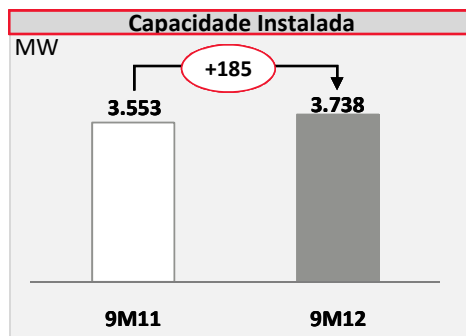
• A Set-12, o custo médio da dívida foi de 5,3%, um decréscimo de 10pb em comparação com Dec-11 e de 30pb vs. Set-11, reflectindo as taxas atractivas contratadas nos últimos *project finance*.

<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 3,7 GW a Set-12, no seguimento da adição de 185 MW nos últimos 12 meses, dos quais 86 MW adicionados nos 9M12. Nos últimos 12 meses foram instalados: 90 MW em Espanha, 57 MW na Roménia, 22 MW em França e 16 MW em Portugal. Adicionalmente, foram instalados 29 MW atribuíveis à EDPR no âmbito do consórcio eólicas de Portugal (consolidado por equivalência patrimonial).

• Os factores de utilização subiram 1pp para 26% vs. 9M11, em resultado da evolução estável a positiva dos factores de utilização na Península Ibérica e a subida do factor de utilização em +2pp no Resto da Europa. O factor de utilização dos 9M12 foi fortemente influenciado pela performance do 2T12 e 3T12. No 3T12 isolado, Espanha registou um maior recurso eólico face ao período homólogo (23% vs. 21%) e Portugal alcançou novamente um forte factor de utilização no 3T12 (25%). No Resto da Europa, o factor de utilização médio subiu +2pp face ao período homólogo para 22% no 3T12.

• A electricidade produzida nos 9M12 aumentou 14% face aos 9M11 para 6,0 TWh, em função da nova capacidade instalada e o maior factor de utilização médio.

• O preço médio de venda na Europa nos 9M12 subiu 7%, ou €7/MWh, para €95/MWh, em resultado: i) do aumento de 12% no preço de venda do Resto da Europa para

Demonstração de Resultados (€M)	9M12	9M11	Δ 12/11
<b>Receitas</b>	<b>566,9</b>	<b>464,8</b>	<b>+22%</b>
Outros proveitos operacionais	8,5	6,7	+28%
Fornecimentos e serviços externos	(88,0)	(78,3)	+12%
Custos com pessoal	(18,9)	(17,0)	+11%
Outros custos operacionais	(29,3)	(18,5)	+58%
<b>Custos Operacionais (líquido)</b>	<b>(127,6)</b>	<b>(107,2)</b>	<b>+19%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>439,3</b>	<b>357,7</b>	<b>+23%</b>
EBITDA/Receitas	77,5%	76,9%	+1 pp
Provisões	-	0,3	-
Amortizações	(168,1)	(158,0)	+6%
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	0,9	1,1	(16%)
<b>EBIT</b>	<b>272,1</b>	<b>201,0</b>	<b>+35%</b>

Rácios eficiência - excluindo outros proveitos oper.	9M12	9M11	Δ 12/11
Opex/MW médio em operação (€ mil)	37,1	34,7	+7%
Opex/MWh (€)	22,8	21,7	+5%

Trabalhadores	9M12	9M11	Δ 12/11
<b>Total Europa</b>	<b>385</b>	<b>418</b>	<b>(8%)</b>

€107/MWh, combinado com a sua maior contribuição relativa para a produção da plataforma (20% nos 9M12 vs. 17% nos 9M11); ii) preços superiores em Espanha (+7% vs. 9M11) devido a preços de contratos de cobertura mais elevados e à opção estratégica de escolher a tarifa fixa (para a capacidade sob o RD 661/2007); e iii) actualização dos preços em Portugal (+4% vs. 9M11) em função da inflação.

• O aumento da produção de electricidade e a subida dos preços de venda resultaram num aumento anual de 22% nas receitas na Europa para €567M (+€102M vs. 9M11). Em maior detalhe, este desempenho positivo é resultado da: i) nova capacidade colocada em operação nos últimos 12 meses (+€50M); ii) evolução favorável do preço (+€30M); e iii) o maior recurso eólico (+€25M). Os custos operacionais aumentaram 19% vs. 9M11, abaixo do crescimento de produção de electricidade, apesar de penalizados por outros custos operacionais (+58% vs. 9M11, ou €11M), em resultado do aumento de impostos e rendas/locações, reflectindo o crescimento operacional, e do pagamento de €0,5/MWh de taxa à rede de transmissão em Espanha (+€2M). Os custos com fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal aumentaram 12% e 11% no ano, respectivamente, muito abaixo do crescimento de 22% das receitas. Assim, o EBITDA nos 9M12 atingiu €439M (+€82M vs. 9M11) com uma margem EBITDA de 77%.

Capacidade Instalada (MW)	9M12	9M11	Δ 12/11
MW - Regime Transitório	1.153	1.153	-
MW - RD 661/2007	1.131	1.042	+90MW
<b>Total MW</b>	<b>2.284</b>	<b>2.194</b>	<b>+90MW</b>

Factor Médio de Utilização (%)	9M12	9M11	Δ 12/11
<b>Factor Médio de Utilização</b>	<b>26%</b>	<b>25%</b>	<b>+1 pp</b>

Electricidade Produzida (GWh)	9M12	9M11	Δ 12/11
Regime Transitório	1.930	1.815	+6%
RD 661/2007	1.807	1.525	+18%
<b>Total GWh</b>	<b>3.737</b>	<b>3.340</b>	<b>+12%</b>

Preço Médio (€/MWh)	9M12	9M11	Δ 12/11
Regime Transitório	89,6	90,2	(1%)
RD 661/2007	83,5	77,2	+8%
<b>Preço Médio (Inclui Cobertura de Preços)</b>	<b>88,0</b>	<b>82,6</b>	<b>+7%</b>

Preço médio de venda à pool	45,6	46,4	(2%)
-----------------------------	------	------	------

Sumário DR - incluindo cobertura de preços (€M)	9M12	9M11	Δ 12/11
<b>Receitas</b>	<b>326,3</b>	<b>274,7</b>	<b>+19%</b>
Custos operacionais (líquido)	(69,1)	(61,8)	+12%
<b>EBITDA</b>	<b>257,2</b>	<b>212,8</b>	<b>+21%</b>
EBITDA/Receitas	78,8%	77,5%	+1 pp

- Em Espanha, a EDPR instalou 90 MW nos últimos 12 meses (74 MW no 3T12), alcançando uma capacidade instalada de 2,3 GW, dos quais 1.153 MW estão inseridos no Regime Transitório e 1.131 MW estão no RD 661/2007. A partir de Jan-13, toda a capacidade passará a ser remunerada de acordo com o RD 661/2007 e o prémio vigente irá voltar ao seu nível inicial, ao abrigo do RD 1614/2010. Actualmente, a EDPR tem 26 MW em construção incluídos no pré-registo e a serem instalados em 2012. Em Jan-12, o Governo Espanhol introduziu uma moratória ao pagamento de prémios aos projectos de energia renovável que não tenham obtido o pré-registo. Em Set-12, o Governo aprovou um projecto-lei que inclui um conjunto de medidas com a finalidade de garantir a sustentabilidade financeira e ambiental do sector eléctrico, nomeadamente, através da introdução de impostos sobre a venda de electricidade gerada.

- Nos 9M12, a EDPR alcançou um factor de utilização de 26%, +1pp face ao período homólogo. A empresa veio assim reforçar a qualidade dos seus activos, tendo obtido uma vez mais um factor de utilização superior à média do mercado em Espanha nos 9M12 (+2pp). A electricidade produzida aumentou 12% vs. 9M11 suportada pelo aumento da capacidade média em operação e pelo maior factor de utilização.

## Enquadramento Regulatório

### Activos sob Regime Transitório

**Aplicação:** Aplicável a parques eólicos que iniciaram a sua actividade antes de 2008. Até 2009, os parques eólicos tiveram que optar entre a manutenção do actual modelo ou mudar para o novo. Os que escolherem a opção de mercado beneficiam de um período transitório até Dezembro de 2012.

Tarifa variável - receitas indexadas ao mercado obtidas pelo preço da pool afectada de um prémio e um incentivo sem um preço máximo ou mínimo explícito (prémio+incentivo fixo de €38,3/MWh).

### Actualização Regulatória RD 1614/2010:

- Sem impacto.

### Activos sob o Regime RD 661/2007

**Aplicação:** Obrigatória para parques eólicos a iniciar operações após 2008.

#### Duas opções:

1. Tarifa fixa (€81,3/MWh) com actualização anual a IPC-X.
2. Tarifa Variável - preços da pool afectada de um prémio com um preço máximo e mínimo. Em 2012, o prémio foi definido em €20,1/MWh, e o preço máximo e mínimo em €94,3/MWh e €79,1/MWh, respectivamente. À excepção do preço da pool, todos os valores são definidos para 20 anos e indexados a IPC-X.

#### Actualização Regulatória RD 1614/2010:

- Redução temporária do prémio em 35% até 31/12/2012.
- Revisões futuras ao prémio poderão apenas ser aplicadas à capacidade a instalar após 2012.
- Máx. de 2.589 horas anuais equivalentes para receber o prémio, caso a média do sector eólico Espanhol ultrapasse 2.350 horas anuais

- O preço médio de venda subiu 7% vs. 9M11, reflectindo 3.209 GWh (86% do total de produção dos 9M12) vendido sem exposição a volatilidade de preços de mercado e 528 GWh vendidos a preço de mercado mais prémio de €38,3/MWh. Nos 9M12, a EDPR vendeu 1.688 GWh sob a opção da tarifa fixa, 1.402 GWh através de coberturas de preços, e 119 GWh sob o mecanismo de preço mínimo fixo. Para o 4T12, a EDPR já executou contratos de cobertura de preços para a capacidade abrangida pelo Regime Transitório num total 0,5 TWh ao preço médio de €52/MWh, o que perfaz um total expectável de 85% de produção a ser vendida por tarifa fixa, preço mínimo regulado e coberturas financeiras. Em detalhe, a evolução anual do preço é explicada: i) pela subida dos preços nos contratos de cobertura (€52/MWh vs. 44/MWh nos 9M11); ii) pela decisão estratégica de escolha da tarifa fixa no âmbito do RD661/2007, actualmente de valor superior ao do mecanismo de preço mínimo; iii) a actualização de preços indexada à inflação ao abrigo do RD661/2007; e iv) pelo menor volume vendido a preço de mercado *spot* (14% vs. 18% nos 9M11).

- As receitas cresceram 19% vs. 9M11, dado o aumento de produção (+12% vs. 9M11) e do preço médio de venda (+7% vs. 9M11). Assim, o EBITDA subiu 21% vs. 9M11, com uma margem EBITDA de 79%.

Capacidade Instalada (MW)	9M12	9M11	Δ 12/11
MW EBITDA	615	599	+16MW
ENEOP - Eólicas de Portugal (consolidado por equity)	350	321	+29MW

Factor Médio de Utilização (%)	9M12	9M11	Δ 12/11
Factor Médio de Utilização	26%	26%	(0 pp)

Electricidade Produzida (GWh)	9M12	9M11	Δ 12/11
GWh	1.046	1.027	+2%

Preço Médio (€/MWh)	9M12	9M11	Δ 12/11
Preço Médio Final	107,1	102,6	+4%

Sumário DR (€M)	9M12	9M11	Δ 12/11
Receitas	113,9	107,1	+6%
Custos operacionais (líquido)	(21,5)	(19,6)	+10%
EBITDA	92,4	87,5	+6%
EBITDA/Receitas	81,1%	81,7%	(1 pp)

• Em Portugal, a capacidade instalada EBITDA da EDPR a Set-12 era de 615 MW (+16 MW vs. Set-11), acrescida de 350 MW de capacidade consolidada pelo método de equivalência patrimonial através da sua participação de 40% no consórcio Eólicas de Portugal (+29 MW vs. 9M11). A totalidade dos 615 MW é remunerada de acordo com o antigo regime tarifário através de uma tarifa fixa regulada por 15 anos (com maturidades a partir de 2020). No início de Set-12, o sector de energia eólica e o Governo Português chegaram a acordo, para os activos abrangidos pelo antigo regime tarifário, no qual os operadores podem voluntariamente adquirir a extensão do dito regime após os primeiros 15 anos, estabelecidos por lei (com este acordo, a EDPR prevê estender a duração do enquadramento remuneratório por 7 anos adicionais). A remuneração para a capacidade atribuível à EDPR no consórcio Eólicas de Portugal mantém-se inalterado de acordo com a tarifa que foi definida através de um processo competitivo (para mais detalhe, ver tabela “Enquadramento Regulatório”).

• O factor de utilização nos 9M12 foi de 26%, dado o forte recurso eólico no 3T12 (25% vs. 25% no 3T11) e no 2T12 (30% vs. 23% no 2T11), mais do que compensando o recurso eólico abaixo da média histórica no 1T12. A produção de electricidade nos 9M12 aumentou 2% face ao período homólogo para 1.046 GWh.

## 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. Após, preço pool + certificados verdes, se aplicável.

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

**Extensão de duração:** por 7 anos (voluntariamente) com preço de mercado mínimo e máximo definidos.

### 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 4% vs. 9M11 para €107/MWh (um nível relativamente estável desde o início de 2012), reflectindo maioritariamente a actualização de preços de acordo com a inflação e a remuneração por incentivos à redução de quebras de tensão. Os preços em Portugal estão correlacionados negativamente com o número de horas anuais de funcionamento dos parques, sendo que o ajustamento tipicamente ocorre no 4T de cada ano.

• As receitas nos 9M12 subiram 6% para €114M, reflectindo o crescimento anual de 2% na produção de electricidade e a evolução positiva de 4% vs. 9M11 no preço de venda. Nos 9M12, o EBITDA em Portugal subiu 6% face ao período homólogo para €92M com uma margem EBITDA de 81%.

• A actividade da EDPR em Portugal representa 12% do total da capacidade da empresa a nível mundial e 14% do EBITDA consolidado dos 9M12.

Capacidade Instalada (MW)	9M12	9M11	Δ 12/11
França	306	284	+22MW
Bélgica	57	57	-
Polónia	190	190	-
Roménia	285	228	+57MW
<b>Total MW</b>	<b>838</b>	<b>759</b>	<b>+79MW</b>

Factor Médio de Utilização (%)	9M12	9M11	Δ 12/11
França	23%	21%	+2 pp
Bélgica	21%	20%	+1 pp
Polónia	25%	24%	+1 pp
Roménia	20%	16%	+5 pp
<b>Factor Médio de Utilização</b>	<b>23%</b>	<b>21%</b>	<b>+1 pp</b>

Electricidade Produzida (GWh)	9M12	9M11	Δ 12/11
França	463	399	+16%
Bélgica	79	75	+5%
Polónia	313	237	+32%
Roménia	338	161	+110%
<b>GWh</b>	<b>1.194</b>	<b>873</b>	<b>+37%</b>

Sumário DR (€M)	9M12	9M11	Δ 12/11
<b>Receitas</b>	<b>127,0</b>	<b>83,4</b>	<b>+52%</b>
Custos operacionais (líquido)	(25,9)	(22,9)	+13%
<b>EBITDA</b>	<b>101,1</b>	<b>60,5</b>	<b>+67%</b>
EBITDA/Receitas	79,6%	72,6%	+7 pp

- No Resto da Europa, a EDPR detinha um total de 838 MW de capacidade instalada a Set-12: 306 MW em França, 285 MW na Roménia, 190 MW na Polónia e 57 MW na Bélgica. Nos últimos 12 meses, foram instalados 57 MW na Roménia e 22 MW em França. Actualmente a EDPR tem 270 MW em construção: 130 MW na Polónia, 93 MW na Roménia (dos quais 39 MW de Solar PV), 40 MW em Itália e 8 MW em França.

- Nos 9M12, a electricidade produzida cresceu 37% face ao período homólogo para 1.194 GWh, beneficiando do crescimento da capacidade média em operação e da evolução do factor de utilização para 23% (+1pp vs. 9M11), suportado pelo maior recurso eólico em todos os países face ao ano anterior. A Polónia e a Roménia representaram c55% do total da produção do período, em resultado da capacidade recentemente adicionada e de uma melhoria do factor de utilização em ambos os países.

- O forte crescimento do preço de venda na Roménia (+54% vs. 9M11 para €137/MWh) e o aumento do seu peso relativo na produção de electricidade do Resto da Europa (28% vs. 18% nos 9M11) levaram à subida do preço médio para €107/MWh (+12% vs. 9M11).

## Enquadramento Regulatório

### França

**Sistema:** Tarifa fixa, estável durante 15 anos. Primeiros 10 anos: parques eólicos recebem €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

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

### Polónia

**Sistema:** Preço de mercado + CV. Opção de escolha de preço regulado de electricidade (PLN198,9/MWh em 2012) a cada 12 meses. As Distribuidoras têm penalização por incumprimento da obrigação de CV (PLN286,7/MWh em 2012). Opção para negociar CAE de longo prazo.

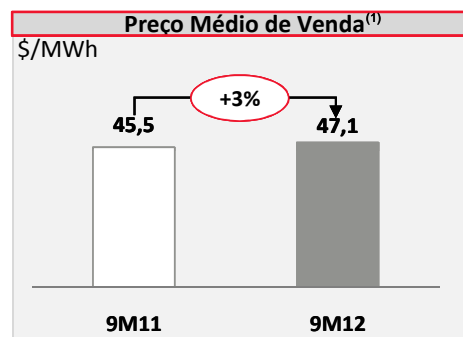
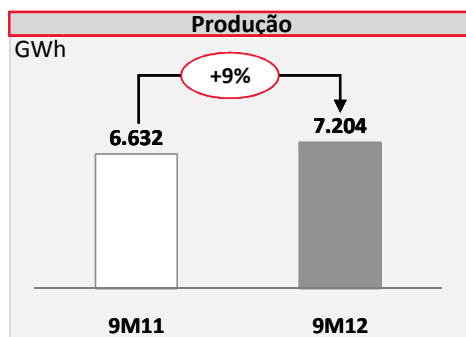
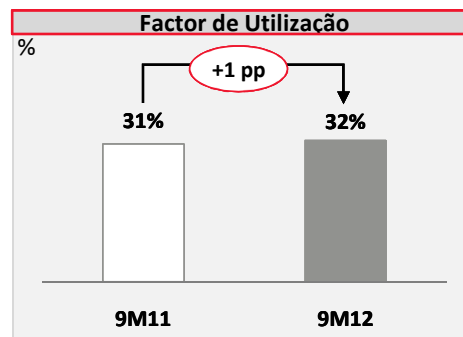
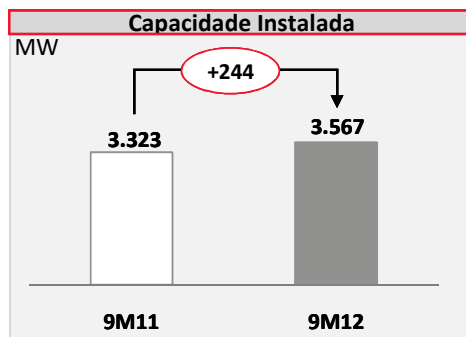
### Roménia

**Sistema:** Preço de mercado + CV. Produtores de energia eólica recebem 2 CV por cada MWh gerado até 2017. O valor de mercados dos CV é fixado em euros, tendo em 2012 o valor mínimo de €28,2 e o valor máximo de €57,4. Opção para negociar CAE de longo prazo.

Preço Médio (€/MWh)	9M12	9M11	Δ 12/11
França	88,5	86,1	+3%
Bélgica	112,0	112,0	-
Polónia	101,2	112,0	(10%)
Roménia	137,5	89,0	+54%
<b>Preço Médio</b>	<b>107,3</b>	<b>95,9</b>	<b>+12%</b>

A performance do preço na Roménia provém da implementação integral do enquadramento regulatório que contempla dois certificados verdes por cada MWh produzido, o que veio reforçar a atractividade da Roménia para o desenvolvimento de capacidade eólica. Em França, a tarifa subiu 3% vs. 9M11 para €88/MWh, enquanto na Bélgica manteve-se estável em €112/MWh em virtude dos contratos de longo prazo em vigor. Os activos da EDPR na Polónia alcançaram um preço médio de €101/MWh através de contratos de longo prazo atractivos (a evolução anual é resultado da desvalorização do Zloty e de diferentes estruturas contratuais para um parque eólico de 70 MW instalado em 2011, que compara com os 120 MW instalados no ano anterior).

- Nos 9M12, as receitas aumentaram 52% vs. 9M11 para €127M, em resultado do crescimento de 37% da electricidade produzida conjugado com o aumento de 12% no preço médio de venda. A evolução dos custos operacionais manteve-se muito abaixo do crescimento do negócio, tendo crescido apenas 13% vs. 9M11. O EBITDA do Resto da Europa cresceu 67% vs. 9M11 para €101M, com a Polónia e Roménia a representarem c.70% do EBITDA do período. A margem EBITDA evoluiu para 80%.



• Nos EUA, a capacidade instalada da EDPR a Set-12 somava 3,6 GW, o que representa um aumento de 244 MW face aos 9M11. Foram instalados 99 MW em Oklahoma e 145 MW no Estado de Nova Iorque.

• O factor de utilização médio nos 9M12 foi de 32%, tendo melhorado 1 pp vs. 9M11, dada a evolução favorável do recurso eólico nas regiões Central e de Leste.

• Na sequência da contribuição integral da capacidade instalada em 2011 e do forte desempenho do factor de utilização, a produção de electricidade cresceu 9% nos 9M12, atingindo um total de 7.204 GWh.

• O preço médio de venda nos 9M12, excluindo as receitas associadas a créditos fiscais à produção (PTC), subiu 3% vs. 9M11. Este aumento reflecte: i) a subida de 3% dos preços finais na produção sob contratos CAE/cobertura em vigor; ii) tendo mais que compensado os baixos preços *spot* de electricidade que afectaram as receitas associadas à produção vendida a preços de mercado.

Demonstração de Resultados (US\$M)	9M12	9M11	Δ 12/11
Vendas com electricidade e outros	329,9	298,6	+10%
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	120,7	112,1	+8%
<b>Receitas</b>	<b>450,5</b>	<b>410,6</b>	<b>+10%</b>
Outros proveitos operacionais	18,0	19,8	(9%)
Fornecimentos e serviços externos	(101,8)	(101,8)	(0%)
Custos com pessoal	(27,1)	(25,6)	+6%
Outros custos operacionais	(26,1)	(25,5)	+2%
<b>Custos Operacionais (líquido)</b>	<b>(137,0)</b>	<b>(133,2)</b>	<b>+3%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>313,5</b>	<b>277,5</b>	<b>+13%</b>
EBITDA/Receitas	69,6%	67,6%	+2 pp
Provisões	-	-	-
Amortizações	(214,6)	(222,5)	(4%)
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	13,6	14,6	(7%)
<b>EBIT</b>	<b>112,5</b>	<b>69,6</b>	<b>+62%</b>

Rátios eficiência - excluindo outros proveitos oper.	9M12	9M11	Δ 12/11
<b>Opex/MW médio em operação (mil \$)</b>	<b>43,5</b>	<b>46,9</b>	<b>(7%)</b>
<b>Opex/MWh (\$)</b>	<b>21,5</b>	<b>23,1</b>	<b>(7%)</b>

Trabalhadores	9M12	9M11	Δ 12/11
<b>Total EUA</b>	<b>250</b>	<b>274</b>	<b>(9%)</b>

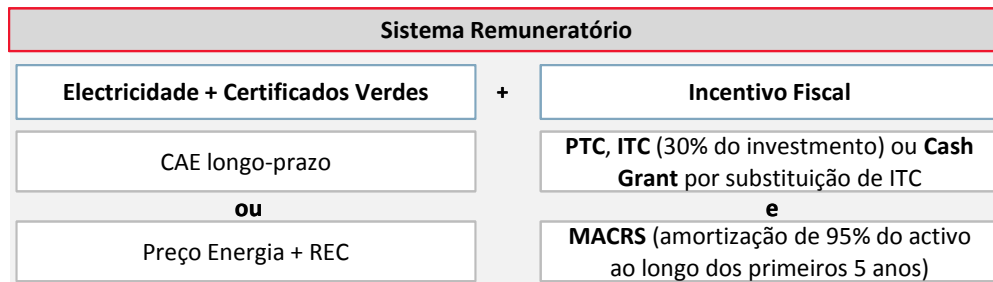
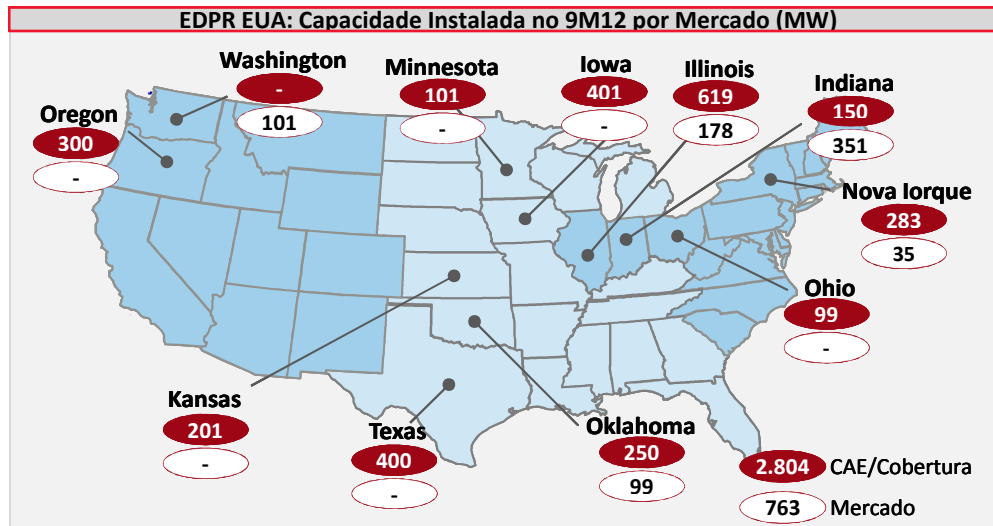
• As Receitas cresceram 10% face ao período homólogo para \$451M nos 9M12, beneficiando i) da capacidade instalada em 2011; ii) do notável factor de utilização no período; iii) da estrutura de preços crescentes dos CAE; embora parcialmente penalizadas iv) pela queda nos preços *spot* de electricidade.

• Os custos operacionais cresceram 3% vs. 9M11, claramente abaixo do ritmo de crescimento do negócio. Os fornecimentos e serviços externos mantiveram uma evolução anual estável (apesar do aumento anual da capacidade instalada), em resultado de novos contratos favoráveis de O&M, estabelecidos para o período pós-garantia. Os custos com pessoal subiram 6% (ou \$1M) dada a menor capitalização, resultante do menor volume de mão-de-obra alocada a actividades de construção e desenvolvimento. Os custos operacionais por MW caíram 7%, representando assim um bom indicador dos elevados níveis de eficiência na região.

• O EBITDA dos 9M12 nos EUA cresceu 13% para \$314M, dado o aumento de capacidade em operação conjugado com o notável factor de utilização e com os elevados níveis de eficiência atingidos. A margem EBITDA subiu 2pp para 70% nos 9M12.

<sup>(1)</sup> Excluindo proveitos relacionados com investidores institucionais.  
Nota: Taxa cambial média nos 9M12 foi de 1,28 \$/€. Taxa cambial a Set-12 foi de 1,29 \$/€.





• A Set-12, a EDPR tinha 3,6 GW nos EUA, num total de onze Estados. Actualmente, a EDPR tem 70 MW em construção para a conclusão do parque eólico Marble River no Estado de Nova Iorque que tem já associado um contrato de longo-prazo para a venda dos RECs.

• No que respeita ao desempenho operacional da base de activos em operação nos 9M12, a EDPR obteve uma forte evolução do factor de utilização face ao período homólogo nas regiões Central e de Leste, conduzindo a um factor de utilização médio de 32% vs. 31% nos 9M11. Os elevados factores de utilização, conjugados com o crescimento da capacidade instalada conduziram a um crescimento de dois dígitos da produção de electricidade nas regiões Central e de Leste (+12% e +10% vs. 9M11, respectivamente), enquanto na região Oeste a produção apresentou uma queda (-7% vs. 9M11) dado o menor recurso eólico e maiores cortes por interruptibilidade (nos 9M12).

• Nos 9M12, a produção coberta por CAE aumentou 16% para 5.571 GWh (reflectindo os CAE assinados nos últimos períodos), enquanto a produção exposta a preços de mercado foi de 1.633 GWh (-11% vs. 9M11, dada a contribuição positiva por parte de CAE já assinados e cuja vigência foi iniciada nos últimos 12 meses).

Factor de Utilização (%)	9M12	9M11	Δ 12/11
Oeste	28%	31%	(2 pp)
Centro	36%	35%	+1 pp
Este	29%	28%	+1 pp
<b>Factor Médio de Utilização</b>	<b>32%</b>	<b>31%</b>	<b>+1 pp</b>

Electricidade Produzida (GWh)	9M12	9M11	Δ 12/11
Oeste	742	802	(7%)
Centro	3.468	3.097	+12%
Este	2.993	2.733	+10%
<b>Total GWh</b>	<b>7.204</b>	<b>6.632</b>	<b>+9%</b>

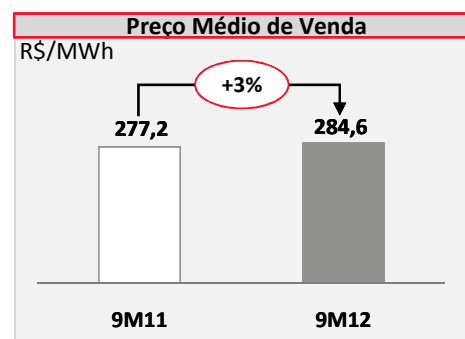
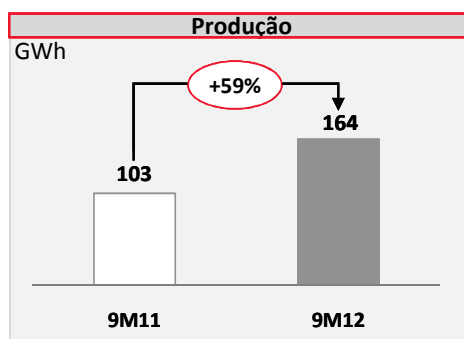
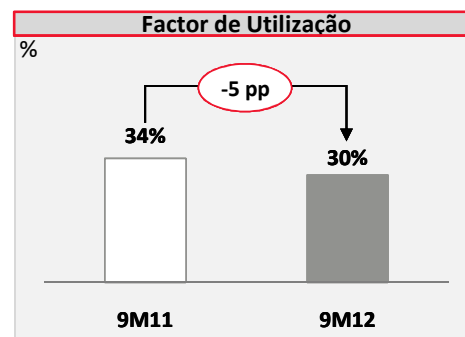
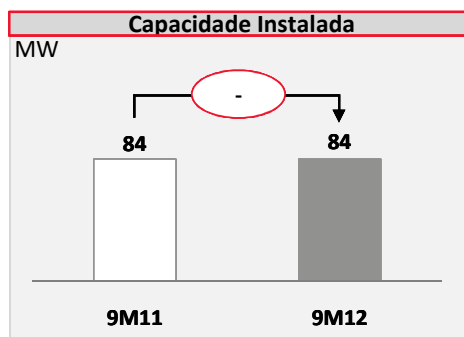
Electricidade Produzida por Tipo de Contrato (GWh)	9M12	9M11	Δ 12/11
CAE/Cobertura de preço	5.571	4.788	+16%
Mercado	1.633	1.844	(11%)
<b>Total GWh</b>	<b>7.204</b>	<b>6.632</b>	<b>+9%</b>

Preço Médio por Tipo de Contrato (\$/MWh)	9M12	9M11	Δ 12/11
Preço médio CAE/Cobertura de preço	52,2	50,5	+3%
Preço médio de mercado	27,0	30,2	(10%)
<b>Preço Médio Final</b>	<b>47,1</b>	<b>45,5</b>	<b>+3%</b>

Incentivo Fiscal	9M12	9M11	Δ 12/11
MW sob PTC (Estrutura Tax Equity)	2.123	2.024	+99MW
MW sob Cash Grant Flip (Estrutura Tax Equity)	500	500	-
MW sob Cash Grant	799	799	-
<b>Proveitos de Parcerias com Investidores Institucionais (US\$M)</b>	<b>120,7</b>	<b>112,1</b>	<b>+8%</b>

• O preço médio de venda de electricidade dos parques eólicos com CAE subiu 3% nos 9M12, beneficiando da taxa de actualização anual dos preços, enquanto os preços associados aos parques eólicos expostos ao mercado caíram 10% reflectindo os baixos preços de gás nos 9 meses do ano (os preços de gás caíram 16% vs. Set-11 para \$3,08/MMBtu). Consequentemente, o preço de venda médio nos EUA subiu 3% nos 9M12 face ao período homólogo (\$47,1/MWh vs. 45,5/MWh) em resultado da subida dos preços CAE e da maior produção associada a CAE, mais que compensando os baixos preços de electricidade spot.

• Os Proveitos com Parcerias com Investidores Institucionais aumentaram 8% nos 9M12 para \$121M, explicado por i) factores de utilização superiores para projectos com incentivos fiscais PTC; e ii) acordos “tax equity” celebrados nos últimos 12 meses. Os projectos com “Cash Grant” beneficiam de amortização do proveito diferido (subsídios governamentais) (\$14M nos 9M12). O parque eólico Marble River (215 MW, dos quais 145 MW já em operação) será elegível para o recebimento do “Cash Grant”.



- A capacidade instalada da EDPR no Brasil atingiu 84 MW a Set-12. 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.

- Nos 9M12, o factor de utilização médio da EDPR no Brasil foi de 30% vs. 34% nos 9M11, dado o diferente peso na produção anual (influenciado pelo parque eólico de 70 MW, instalado em Maio de 2011, cuja operação teve início na época de maior recurso eólico no ano). O factor de utilização dos 9M12 esteve em linha com o valor esperado para o longo prazo.

- A produção de electricidade no Brasil aumentou 59% face aos 9M11 para 164 GWh, na sequência do curto período de operação dos 70 MW comissionados em Maio de 2011 durante os 9M11, e já em plena operação ao longo dos 9M12.

Demonstração de Resultados (R\$M)	9M12	9M11	Δ 12/11
<b>Receitas</b>	<b>43,3</b>	<b>27,6</b>	<b>+57%</b>
Outros proveitos operacionais	-	-	-
Fornecimentos e serviços externos	(11,1)	(7,5)	+49%
Custos com pessoal	(2,0)	(2,3)	(14%)
Outros custos operacionais	(1,9)	(0,1)	-
<b>Custos Operacionais (líquido)</b>	<b>(15,0)</b>	<b>(9,9)</b>	<b>+52%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>28,3</b>	<b>17,7</b>	<b>+60%</b>
EBITDA/Receitas	65,4%	64,2%	-
Provisões	-	-	-
Amortizações	(11,9)	(6,5)	+82%
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	-	-	-
<b>EBIT</b>	<b>16,4</b>	<b>11,2</b>	<b>+47%</b>

Rátios eficiência - excluindo outros proveitos	9M12	9M11	Δ 12/11
<b>Opex / MW médio em operação (mil R\$)</b>	<b>178,4</b>	<b>201,8</b>	<b>(12%)</b>
<b>Opex / MWh (R\$)</b>	<b>91,4</b>	<b>95,8</b>	<b>(5%)</b>

Trabalhadores	9M12	9M11	Δ 12/11
<b>Total Brasil</b>	<b>21</b>	<b>15</b>	<b>+40%</b>

- Nos 9M12, o preço médio de venda de electricidade da EDPR no Brasil subiu 3% para \$R284,6/MWh na sequência da actualização indexada à taxa de inflação.

- A EDPR alcançou R\$43M em Receitas nos 9M12 no Brasil, +57% face ao período homólogo, na sequência do desempenho da produção de electricidade e da evolução positiva do preço de venda. O EBITDA dos 9M12 no Brasil aumentou para R\$28M, enquanto a margem EBITDA atingiu 65%.

- Em Dezembro de 2011, foram adjudicados CAEs à EDPR para 120 MW no âmbito do leilão A-5 de energia, reforçando a presença da empresa num mercado com baixo risco, recurso eólico atractivo e fortes perspectivas de crescimento. A EDPR prevê participar nos próximos leilões de energia A-3 e A-5, a decorrerem em Dezembro de 2012 (ainda pendente de confirmação), de modo a garantir a consolidação da sua presença no mercado brasileiro através do desenvolvimento da sua carteira de projectos.



renováveis

Dados trimestrais

# Dados Trimestrais



Dados Trimestrais	3T11	4T11	1T12	2T12	3T12	Δ Anual	Δ Trim.
<b>MW EBITDA</b>							
Europa	3.553	3.652	3.652	3.664	3.738	+5%	+2%
EUA	3.323	3.422	3.422	3.422	3.567	+7%	+4%
Brasil	84	84	84	84	84	-	-
<b>EDPR</b>	<b>6.959</b>	<b>7.157</b>	<b>7.157</b>	<b>7.169</b>	<b>7.388</b>	<b>+6%</b>	<b>+3%</b>
<b>Factor Médio de Utilização</b>							
Europa	21%	27%	27%	27%	22%	+1 pp	(5 pp)
EUA	21%	37%	41%	34%	21%	(0 pp)	(13 pp)
Brasil	40%	36%	26%	25%	38%	(2 pp)	+14 pp
<b>EDPR</b>	<b>21%</b>	<b>32%</b>	<b>34%</b>	<b>31%</b>	<b>22%</b>	<b>+1 pp</b>	<b>(9 pp)</b>
<b>GWh</b>							
Europa	1.583	2.061	2.109	2.109	1.760	+11%	(17%)
EUA	1.527	2.698	3.056	2.552	1.597	+5%	(37%)
Brasil	75	66	48	45	71	(5%)	+57%
<b>EDPR</b>	<b>3.185</b>	<b>4.825</b>	<b>5.212</b>	<b>4.705</b>	<b>3.427</b>	<b>+8%</b>	<b>(27%)</b>
<b>Tarifa/Preço de Venda</b>							
Europa (€/MWh)	90	86	96	95	96	+7%	+1%
EUA (\$/MWh) <sup>(1)</sup>	48	46	46	46	51	+6%	+12%
Brasil (R\$/MWh)	279	278	276	283	291	+5%	+3%
<b>Preço Médio da Carteira (€/MWh)<sup>(1)</sup></b>	<b>64</b>	<b>57</b>	<b>60</b>	<b>62</b>	<b>70</b>	<b>+10%</b>	<b>+12%</b>
<b>Receitas (€M)</b>							
Europa	144	170	201	198	168	+17%	(15%)
EUA	70	123	141	125	87	+24%	(30%)
Brasil	9	8	5	5	8	(12%)	+66%
<b>EDPR</b>	<b>222</b>	<b>300</b>	<b>346</b>	<b>327</b>	<b>263</b>	<b>+18%</b>	<b>(20%)</b>
<b>EBITDA (€M)</b>							
Europa	102	182	159	156	124	+22%	(21%)
EUA	38	73	107	89	49	+31%	(44%)
Brasil	6	5	3	3	6	(6%)	+134%
<b>EDPR</b>	<b>139</b>	<b>252</b>	<b>263</b>	<b>240</b>	<b>171</b>	<b>+23%</b>	<b>(29%)</b>
<b>EBITDA/Receitas</b>							
Europa	71%	107%	79%	79%	74%	+3 pp	(5 pp)
EUA	54%	59%	76%	71%	57%	+3 pp	(14 pp)
Brasil	70%	69%	63%	52%	74%	4 pp	+21 pp
<b>EDPR</b>	<b>63%</b>	<b>84%</b>	<b>76%</b>	<b>73%</b>	<b>65%</b>	<b>+3 pp</b>	<b>(8 pp)</b>
<b>Resultado Líquido EDPR (€M)</b>	<b>(27)</b>	<b>26</b>	<b>62</b>	<b>38</b>	<b>(7)</b>	<b>(72%)</b>	<b>n.a</b>
<b>Capex (€M)</b>							
Europa	62	152	40	31	61	(2%)	+99%
EUA	108	169	14	27	91	(15%)	+240%
Brasil	1	2	1	1	2	+159%	+170%
<b>EDPR</b>	<b>171</b>	<b>313</b>	<b>55</b>	<b>58</b>	<b>154</b>	<b>(10%)</b>	<b>+164%</b>
<b>Dívida Líquida (€M)</b>	<b>3.447</b>	<b>3.387</b>	<b>3.544</b>	<b>3.533</b>	<b>3.508</b>	<b>+2%</b>	<b>(1%)</b>
<b>Passivo com Parcerias com Investidores Instit. (€M)</b>	<b>965</b>	<b>1.011</b>	<b>963</b>	<b>1.009</b>	<b>979</b>	<b>+1%</b>	<b>(3%)</b>

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



**renováveis**

## **Demonstrações Financeiras**

# EDPR: Demonstração de Resultados por Região



9M12 (€M)	Europa	EUA	Brasil	Outros/Adj.	Consolidado
Vendas com electricidade e outros	566,9	257,5	17,6	(0,0)	842,0
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	-	94,2	-	-	94,2
<b>Receitas</b>	<b>566,9</b>	<b>351,8</b>	<b>17,6</b>	<b>(0,0)</b>	<b>936,2</b>
Outros proveitos operacionais	8,5	14,1	-	(2,3)	20,3
Fornecimentos e serviços externos	(88,0)	(79,5)	(4,5)	(11,5)	(183,5)
Custos com pessoal	(18,9)	(21,1)	(0,8)	(6,0)	(46,8)
Outros custos operacionais	(29,3)	(20,4)	(0,8)	(1,1)	(51,6)
<b>Custos Operacionais (líquido)</b>	<b>(127,6)</b>	<b>(107,0)</b>	<b>(6,1)</b>	<b>(20,9)</b>	<b>(261,6)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>439,3</b>	<b>244,8</b>	<b>11,5</b>	<b>(20,9)</b>	<b>674,7</b>
EBITDA/Receitas	77,5%	69,6%	65,4%	n.a.	72,1%
Provisões	-	-	-	-	-
Amortizações	(168,1)	(167,6)	(4,8)	(1,8)	(342,3)
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	0,9	10,6	-	0,0	11,5
<b>EBIT</b>	<b>272,1</b>	<b>87,8</b>	<b>6,7</b>	<b>(22,6)</b>	<b>343,9</b>

9M11 (€M)	Europa	EUA	Brasil	Outros/Adj.	Consolidado
Vendas com electricidade e outros	464,8	212,3	12,0	0,0	689,2
Proveitos com parcerias com investidores institucionais	-	79,7	-	(0,0)	79,7
<b>Receitas</b>	<b>464,8</b>	<b>292,0</b>	<b>12,0</b>	<b>0,0</b>	<b>768,8</b>
Outros proveitos operacionais	6,7	14,1	-	4,7	25,4
Fornecimentos e serviços externos	(78,3)	(72,4)	(3,3)	(10,6)	(164,5)
Custos com pessoal	(17,0)	(18,2)	(1,0)	(6,2)	(42,4)
Outros custos operacionais	(18,5)	(18,2)	(0,0)	(2,3)	(39,0)
<b>Custos Operacionais (líquido)</b>	<b>(107,2)</b>	<b>(94,7)</b>	<b>(4,3)</b>	<b>(14,4)</b>	<b>(220,5)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>357,7</b>	<b>197,3</b>	<b>7,7</b>	<b>(14,4)</b>	<b>548,3</b>
EBITDA/Receitas	76,9%	67,6%	64,2%	n.a.	71,3%
Provisões	0,3	-	-	-	0,3
Amortizações	(158,0)	(158,2)	(2,9)	(1,6)	(320,7)
Amortização do proveito diferido (subsídios governamentais)	1,1	10,4	-	-	11,4
<b>EBIT</b>	<b>201,0</b>	<b>49,5</b>	<b>4,9</b>	<b>(16,0)</b>	<b>239,4</b>

# EDPR Europa: Demonstração de Resultados por País



9M12 (€M)	Espanha <sup>(1)</sup>	Portugal	Resto da Europa	Outr./Adj. <sup>(1)</sup>	Europa
Receitas	321,2	113,9	127,0	4,8	566,9
Custos Operacionais (líquido)	(69,1)	(21,5)	(25,9)	(11,1)	(127,6)
<b>EBITDA</b>	<b>252,1</b>	<b>92,4</b>	<b>101,1</b>	<b>(6,3)</b>	<b>439,3</b>
EBITDA/Receitas	78,5%	81,1%	79,6%	n.a.	77,5%
Amortizações e Provisões	(108,4)	(20,0)	(35,9)	(3,0)	(167,2)
<b>EBIT</b>	<b>143,8</b>	<b>72,4</b>	<b>65,2</b>	<b>(9,3)</b>	<b>272,1</b>

9M11 (€M)	Espanha <sup>(1)</sup>	Portugal	Resto da Europa	Outr./Adj. <sup>(1)</sup>	Europa
Receitas	280,4	107,1	83,4	(6,1)	464,8
Custos Operacionais (líquido)	(61,8)	(19,6)	(22,9)	(2,9)	(107,2)
<b>EBITDA</b>	<b>218,6</b>	<b>87,5</b>	<b>60,5</b>	<b>(9,0)</b>	<b>357,7</b>
EBITDA/Receitas	77,9%	81,7%	72,6%	n.a.	76,9%
Amortizações	(101,8)	(21,3)	(31,8)	(1,8)	(156,7)
<b>EBIT</b>	<b>116,8</b>	<b>66,3</b>	<b>28,7</b>	<b>(10,7)</b>	<b>201,0</b>

<sup>(1)</sup> **Nota importante para Espanha e Outros:** A EDPR tem procurado reduzir a sua exposição ao preço da *pool* espanhola. Apesar de inteiramente dedicado a activos localizados em Espanha, o ganho de cobertura de preços de €5,0M nos 9M12 (perda de €5,9M nos 9M11) está contabilizado ao nível da plataforma europeia (Out./Ajust.). Na página 11, o ganho de cobertura de preços foi incluído junto com a divisão Espanha apenas para propósito de análise.





Anexo

Pipeline (MW)	Tier 1	Tier 2	Tier 3	Subtotal	Prospects	Total
<b>Espanha</b>	<b>81</b>	<b>227</b>	<b>1.861</b>	<b>2.169</b>	<b>1.648</b>	<b>3.817</b>
<b>Portugal <sup>(1)</sup></b>	<b>103</b>	<b>9</b>	<b>21</b>	<b>133</b>	<b>200</b>	<b>333</b>
<b>Resto de Europa</b>	<b>177</b>	<b>1.866</b>	<b>950</b>	<b>2.992</b>	<b>1.716</b>	<b>4.707</b>
- França	25	80	215	320	244	564
- Bélgica	13	-	30	43	-	43
- Polónia	94	395	174	663	702	1.365
- Roménia	-	264	30	294	200	494
- Itália	45	122	58	225	570	795
- UK	-	1.005	443	1.448	-	1.448
<b>Europa</b>	<b>361</b>	<b>2.102</b>	<b>2.832</b>	<b>5.294</b>	<b>3.564</b>	<b>8.858</b>
<b>EUA</b>	<b>775</b>	<b>3.868</b>	<b>2.945</b>	<b>7.588</b>	<b>2.805</b>	<b>10.393</b>
<b>Canadá</b>	<b>-</b>	<b>30</b>	<b>-</b>	<b>30</b>	<b>500</b>	<b>530</b>
<b>América do Norte</b>	<b>775</b>	<b>3.898</b>	<b>2.945</b>	<b>7.618</b>	<b>3.305</b>	<b>10.923</b>
<b>Brasil</b>	<b>146</b>	<b>-</b>	<b>737</b>	<b>883</b>	<b>581</b>	<b>1.464</b>
<b>EDPR</b>	<b>1.282</b>	<b>6.000</b>	<b>6.514</b>	<b>13.795</b>	<b>7.450</b>	<b>21.245</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