



# Resultados 1T12

## Direcção de Relação com Investidores

Miguel Viana, Director  
Sónia Pimpão  
Elisabete Ferreira  
Ricardo Farinha  
Pedro Coelho  
Noélia Rocha

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

Lisboa, 10 de Maio de 2012

## Performance Financeira Consolidada

Destaques .....	- 3 -
Decomposição do EBITDA .....	- 4 -
Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA .....	- 5 -
Investimento Operacional e Financeiro .....	- 6 -
Cash Flow .....	- 7 -
Demonstração da Posição Financeira Consolidada .....	- 8 -
Dívida Financeira Líquida .....	- 9 -

## Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico .....	- 11 -
Produção Contratada de Longo Prazo no Mercado Ibérico .....	- 12 -
Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico .....	- 13 -
EDP Renováveis .....	- 16 -
Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico .....	- 19 -
Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal .....	- 20 -
Redes Electricidade & Gás em Espanha e Rede de Gás em Portugal .....	- 21 -
Brasil - Energias do Brasil .....	- 22 -

Demonstrações de Resultados & Anexos .....	- 25 -
--	--------

As demonstrações financeiras do Grupo EDP para o 1T12 reflectem uma alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: os respectivos montantes, contabilizados como custos operacionais no 1T11 são agora contabilizados ao nível dos resultados financeiros.

As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas. A fonte dos dados operacionais apresentados é a EDP.

Demonstração Resultados (€ M)	1T12	1T11*	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.438</b>	<b>1.431</b>	<b>0,4%</b>	<b>+8</b>
Fornecimentos e serviços externos	216	208	3,8%	+8
Custos com pessoal	155	147	5,0%	+7
Custos com benefícios sociais	15	32	-53%	-17
Outros custos operacionais (líquidos)	48	36	34%	+12
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>434</b>	<b>423</b>	<b>2,6%</b>	<b>+11</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.003</b>	<b>1.008</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-5</b>
Provisões	3	2	26%	+1
Depreciações e amortiz. líquidas (2)	350	358	-2,2%	-8
<b>EBIT</b>	<b>650</b>	<b>648</b>	<b>0,4%</b>	<b>+2</b>
Result. da alienação de act. financ.	(0)	0	-	-0
Resultados financeiros	(167)	(133)	-25%	-33
Resultados em associadas	4	6	-38%	-2
<b>Resultado Antes de Impostos</b>	<b>487</b>	<b>520</b>	<b>-6,4%</b>	<b>-33</b>
IRC e Impostos diferidos	79	123	-36%	-44
Operações em descontinuação	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	408	397	2,8%	+11
<b>Accionistas da EDP</b>	<b>337</b>	<b>342</b>	<b>-1,5%</b>	<b>-5</b>
Interesses não controláveis	71	55	30%	+16

Dados-chave Operacionais	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12.133	12.070	0,5%	+63
Capacidade instalada (MW)	23.211	22.188	4,6%	+1.024

Dados-chave Financeiros (€ M)	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
FFO	758	723	4,9%	+35
Investimento operacional	325	393	-17%	-68
Manutenção	136	129	5,0%	+7
Expansão	189	263	-28%	-74
Investimentos financeiros Líquidos	23	3	699%	+20

Dados-chave de Balanco (€ M)	Mar-12	Dez-11	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.425	8.110	3,9%	+316
Dívida líquida	16.906	16.948	-0,3%	-43
Receb. futuros da actividade regulada	1.875	1.647	14%	+227
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,2x	4,5x	-	-0,3x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	3,7x	4,1x	-	-0,4x

**O EBITDA consolidado no 1T12** ficou quase em linha com 1T11, em €1.003M, na medida em que o acréscimo na actividade eólica (+€43M) foi mais que compensado pela queda nas actividades liberalizadas (-€26M) e Brasil (-€21M). A evolução do EBITDA reflecte um ganho não recorrente registado no 1T11 (€27M decorrente da venda de activos de transporte à REE) e uma alteração à política contabilística relativa ao custo dos juros e retorno estimado dos activos associados ao fundo de pensões: estes montantes, contabilizados como custos operacionais no 1T11 (€23M), são agora contabilizados ao nível de resultados financeiros (€23M no 1T12). Excluindo estes impactos, o EBITDA no 1T12 manteve-se inalterado face ao 1T11.

No 1T12, 61% do **EBITDA consolidado foi gerado fora de Portugal**. Adicionalmente, mais de 90% do EBITDA teve origem em actividades contratadas a longo prazo e reguladas, reflectindo o perfil de baixo risco operacional. Em termos regulatórios, é de salientar o impacto das alterações regulatórias ocorridas em Espanha (RDL 13/2012), num total aproximado de -€5M (resultante de uma quebra de 10% na remuneração da distribuição de electricidade e na garantia de potência). Em Portugal, importa mencionar a visibilidade regulatória trazida à distribuição de electricidade em Portugal (18% do EBITDA) no período 2012-14 pela revisão regulatória Dez-11.

**Os custos operacionais líq.<sup>(1)</sup>** subiram 2,6%, para €434M, suportados pelo ganho obtido na venda de activos à REE no 1T11 (+€27M, a justificar a subida de outros custos operacionais líquidos). Por sua vez, os custos operacionais ficaram quase em linha com o 1T11, reflectindo (i) o impacto da alteração de política contabilística de custos com fundos de pensões (-€23M), por um lado; (ii) o impacto de crescimento de actividade na EDPR (+€4M vs. 1T11) e o custo de reestruturação incorrido no Brasil (€5M no 1T12), por outro.

**O EBIT** subiu 0,4% vs. 1T11, para €650M, suportado pela estabilidade do EBITDA e por amortizações líquidas mais baixas. As **amortizações líquidas** recuaram €8M no 1T12, para €350M no 1T11, reflectindo a extensão da vida útil dos parques eólicos e o comissionamento de novos investimentos (nova capacidade eólica e hídrica; equipamento de desnitrificação sob CMEC). **Os resultados financeiros** reflectem essencialmente: i) uma subida do custo médio de dívida (de 3,8% para 4,1%); ii) uma dívida líquida média 5% mais alta, iii) -€23M da alteração na contabilização dos custos com o fundo de pensões; iv) -€6M de custos financeiros capitalizados decorrentes de menores investimentos em curso na EDPR. Os impostos sobre o rendimento caíram €44M vs. 1T11, suportado por itens não recorrentes no 1T12. Os **interesses não controláveis** subiram 30%, para €71M no 1T12, fruto da redução em 13,8% da nossa participação na EDP Brasil e de uma subida dos resultados líquidos da EDP Renováveis e empresas de geração no Brasil. **O resultado líquido no 1T12 cifrou-se em €337M, ficando 1,5% abaixo do 1T11, penalizado pelo ganho não recorrente de €27M no 1T11.**

A **dívida líquida a Mar-12** ascendeu a €16,9MM, em linha com o valor a Dez-11, apesar do aumento de recebimentos futuros relacionados com actividades reguladas no 1T12: +€0,2MM para €1,9MM. O FFO cresceu €35M suportado por menores impostos sobre o rendimento. Até Mar-12, a EDP despendeu €1,9MM em 2,9GW actualmente em construção. Excluindo os recebimentos futuros relacionados com actividade regulada, o nosso rácio de dívida líquida ajustada/EBITDA desceu de 4,1x em Dez-11 para 3,7x em Mar-12, ainda assim penalizado pelo avultado investimento acumulado em capacidade em construção.

**A Mar-12, a EDP detinha uma posição total de caixa e de linhas de crédito disponíveis no valor de €4,2MM.** No âmbito da parceria com a China Three Gorges (CTG): (i) a CTG deverá comprar posições minoritárias equivalentes a 1,5GW em parques eólicos, num valor aproximado de €2MM (€800M nos primeiros 12 meses após a conclusão da compra); (ii) a EDP contará com uma linha de crédito de €2MM por um prazo até 20 anos; (iii) os 2 grupos desenvolverão novos projectos em parceria. Ajustado destes efeitos, **a nossa posição de liquidez é suficiente para cobrir as nossas necessidades de financiamento até meados de 2015.**

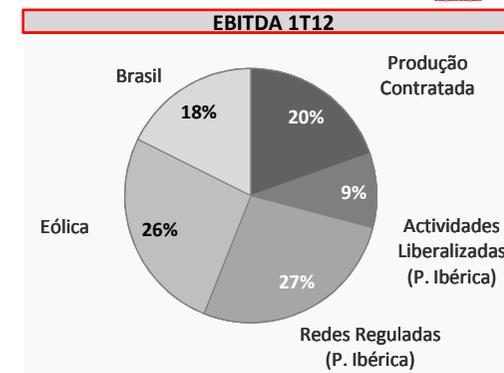
Em 16 de Maio de 2012, a EDP pagará o seu dividendo anual (relativo a 2011), no montante de €0,185/acção (~€675M).

\* Nota: As demonstrações financeiras do 1T11 correspondem aos valores reportados no 1T11. Deste modo, excluem a alteração contabilística nos custos com fundos de pensões; (1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSEs + Custos Pessoal + Custos benef. Sociais) + Outros custos oper. (Líq.); (2) Deprec. e amortizações líquidas de compensação de amortizações de activos subsidiados (3) Excluindo recebimentos futuros relacionados a act. regulada.

# Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.	1T11	2T11	3T11	4T11	1T12	2T12	3T12	4T12
Produção Contratada LP	197,0	203,0	-3,0%	-6	203,0	199,9	207,5	213,8	197,0	-	-	-
Actividades Liberalizadas	94,5	120,4	-22%	-26	120,4	89,4	87,8	94,8	94,5	-	-	-
Redes Reguladas P. Ibérica	274,9	275,0	-0%	-0	275,0	249,9	276,4	298,5	274,9	-	-	-
Eólico	263,5	220,1	20%	+43	220,1	189,1	139,1	252,4	263,5	-	-	-
Brasil	177,4	198,2	-10%	-21	198,2	194,3	161,9	127,4	177,4	-	-	-
Outros	(3,9)	(8,6)	-	+5	(8,6)	(30,4)	1,9	(6,4)	(3,9)	-	-	-
<b>Consolidado</b>	<b>1.003,5</b>	<b>1.008,2</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-5</b>	<b>1.008,2</b>	<b>892,2</b>	<b>874,6</b>	<b>980,6</b>	<b>1.003,5</b>	-	-	-



**O EBITDA do Grupo EDP ascendeu a €1.003M**, quase em linha com 1T11 (-€5M), reflectindo um ganho não recorrente no 1T11 (+€27M decorrente da venda de activos de transporte à REE) e uma alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e ao retorno estimado dos activos associados ao fundo de pensões: estes montantes, contabilizados como custos operacionais no 1T11 (€23M), são agora contabilizados como custos financeiros (1T12: €23M). Ajustado destes efeitos, o EBITDA ficou estável vs. 1T11, já que a subida verificada na actividade eólica (+€43M) foi compensada pelos decréscimos das actividades liberalizadas na P. Ibérica (-€26M) e Brasil (-€21M). O impacto de variações cambiais no EBITDA foi negligenciável no 1T12.

**PRODUÇÃO CONTRATADA DE L.P. NA P. IBÉRICA - O EBITDA** caiu 3% (-€6M), para €197M no 1T12, na medida em que o impacto negativo da redução de produção nas nossas centrais mini-hídricas (-82% decorrente de tempo extremamente seco) superou o impacto positivo de uma inflação mais alta (+€6M na margem bruta), disponibilidade das nossas centrais acima de níveis contratados (+€5M na margem bruta) e comissionamento do equipamento de desnitrificação em Sines (+€4M na margem bruta).

**ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA** - EBITDA das actividades liberalizadas ascendeu a €95M no 1T12 (-22% vs. 1T11). O EBITDA do negócio de electricidade caiu 23% (-€26M) vs. 1T11, reflectindo uma descida da margem bruta unitária na electricidade (€8,8/MWh no 1T12 vs. €10,9/MWh no 1T11) decorrente de (i) menores resultados com coberturas de electricidade (-€1/MWh), (ii) maior custo de electricidade vendida (+20% vs. 1T11), decorrente de um mix de geração mais caro (fruto de menor produção hídrica resultante de condições atmosféricas adversas), custos com combustíveis mais altos e um custo de electricidade comprada mais alto. O EBITDA na comercialização de gás caiu 49% vs. 1T11, afectado por menores volumes vendidos e margens unitárias mais reduzidas no período.

**REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA** - O EBITDA das redes reguladas manteve-se estável no 1T12 no montante de €275M, afectado pelo ganho não recorrente registado no 1T11 (€27M na venda de activos de transmissão à REE) e pela alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões e actos médicos (-€15M no 1T11). Excluindo estes impactos, o EBITDA cresceu 5% (+€13M) suportado por um aumento dos proveitos regulados da distribuição de electricidade em Portugal decorrente do aumento na taxa

de retorno de 8,56% para 10,3% (melhor previsão com base na evolução média dos CDS 5 anos de Portugal desde Out-11), que compensou uma queda de 9% dos proveitos regulados da distribuição de electricidade em Espanha devido às recentes alterações regulatórias em Espanha (RDL 13/2012). O EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha cresceu 8% para €53M no 1T12 devido a proveitos regulados 3% mais altos e a uma diminuição de 14% nos custos operacionais líquidos (menores custos com marketing e serviços de TI). O EBITDA da actividade regulada de gás em Portugal recuou 7% (-€1M) vs. 1T11, para €16M no 1T12.

**EÓLICO** - O EBITDA da EDPR subiu 20% (+€43M) para €263M no 1T12, reflectindo um aumento de 8% da capacidade instalada (+532MW), um factor médio de utilização superior (+1pp para 34% no 1T12) e uma melhoria do preço médio de venda (+4% para €60/MWh). Os principais motores de crescimento foram: (1) os EUA (+€27M), reflectindo 198MW de capacidade adicional (37% do total instalado), um factor médio de utilização superior (+6pp para 41%) e um preço médio de venda ligeiramente inferior (-1% para USD45,6/MWh); e (2) o mercado Europeu não Ibérico (+€20M), devido a 208MW de nova capacidade (39% do total instalado; Roménia: +126MW; Polónia: +60MW; França: +22MW), a um preço médio de venda superior (+15% para €107,7/MWh) e a um factor médio de utilização estável (28%). O EBITDA originado em Espanha aumentou 11% (+9M, incluindo resultados de coberturas), reflectindo 43MW de capacidade adicional (8% do total adicionado), um preço médio de venda superior (+9% para €88,7/MWh) e um factor médio de utilização inferior (-2pp para 28%, mas 2pp acima da média do mercado no 1T12). Em Portugal, o EBITDA diminuiu 21% (-€7M), reflectindo um factor médio de utilização inferior (-7pp para 24%) devido a fracos recursos eólicos no 1T12, que foi apenas parcialmente compensado por capacidade adicional (+14MW; 3% do total adicionado) e por um preço médio de venda superior (+4% para €105,8/MWh).

**BRASIL** - A contribuição da EDP Brasil para o EBITDA caiu 10% (-€21M) no 1T12 (vs. 1T11), quase em linha com a evolução em moeda local (depreciação do BRL face ao EUR: 1,6%). Em moeda local, o EBITDA da EDPB diminuiu 9% (-R\$41M), penalizado por menores desvios tarifários (-R\$65M) e pelo congelamento das tarifas da Bandeirante entre Out-11 e Out-12. Este impacto foi parcialmente compensado pelo negócio de produção, beneficiando de uma alocação mais favorável de volumes contratados no 1T12 (vs. 1T11).

# Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Provisões & Amortizações (€ M)	1T12	1T11*	Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA</b>	<b>1.003,5</b>	<b>1.008,2</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-5</b>
Provisões	3,0	2,4	26%	+1
Amortizações	357,4	365,3	-2,2%	-8
Compensações de amortizações	(7,1)	(7,3)	2,3%	+0
<b>EBIT</b>	<b>650,2</b>	<b>647,7</b>	<b>0,4%</b>	<b>+2</b>

As **amortizações líquidas** (da compensação pelos activos subsidiados) diminuíram €8M no 1T12, impactado por: (i) a extensão da vida útil dos parques eólicos (de 20 para 25 anos, em Jun-11) parcialmente compensado por (ii) expansão da capacidade instalada na EDPR; (iii) nova capacidade hídrica em Portugal bem como maior número de horas de funcionamento das nossas centrais a carvão em Espanha e (iv) comissionamento do equipamento de desnitrificação na nossa central a carvão de Sines em Portugal.

## Resultados Financeiros:

Resultados Financeiros (€ M)	1T12	1T11*	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(172,1)	(152,3)	-13%	-20
Custos financeiros capitalizados	32,7	38,6	-15%	-6
Diferenças de câmbio e derivados	(14,8)	(14,9)	1%	+0
Rendimentos de participações de capital	1,7	0,0	n.a.	+2
Unwinding c/ resp. pensões e actos médicos	(22,9)	-	-	-23
Outros ganhos e perdas financeiros	8,6	(4,9)	-	+13
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(166,8)</b>	<b>(133,5)</b>	<b>-25%</b>	<b>-33</b>

**a) Os juros financeiros líquidos** suportados aumentaram 13% para €172M no 1T12 no seguimento de: (i) aumento de c30pb do custo médio da dívida de 3,8% no 1T11 para 4,1% no 1T12 e (ii) aumento de 5% da dívida líquida média.

**b) Os custos financeiros capitalizados** diminuíram 15% devido à diminuição do nível de trabalhos em curso, nomeadamente na EDP Renováveis.

**c) Unwinding com responsabilidades com pensões e actos médicos** atingiu o valor de €23M. De notar que as demonstrações financeiras do Grupo EDP do 1T12 reflectem uma alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: os respectivos montantes, que no 1T11 eram contabilizados como custos operacionais são agora contabilizados ao nível dos resultados financeiros (€23M no 1T12 e no 1T11).

Ganhos/(Perdas) Emp. Associadas (€ M)	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
CEM (21%) - China/Macau	0,8	1,5	-48%	-1
Setgás (20%)	0,6	1,0	-34%	-0
EDP Renováveis (subsidiárias)	1,6	3,0	-47%	-1
Outros	0,6	0,3	89%	+0
<b>Ganhos/(Perdas) Empresas Associadas</b>	<b>3,6</b>	<b>5,8</b>	<b>-38%</b>	<b>-2</b>

**Ganhos e perdas em empresas associadas:** A rubrica 'EDP Renováveis (subsidiárias)' inclui essencialmente a participação na ENEOP em Portugal e do parque eólico Sierra del Madero em Espanha, consolidadas por equivalência patrimonial (cada uma com impacto de €0,5M no 1T12).

Ganhos/(Perdas) Alien. Act. Financ. (€ M)	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Ganhos/(Perdas) Alien. Activos Financ.</b>	<b>(0,0)</b>	<b>0,2</b>	<b>-</b>	<b>-0</b>

**Imposto sobre o rendimento:** diminuiu €44M devido a impactos não recorrentes no 1T12.

Os **interesses não controláveis** aumentaram 30% para €71M no 1T12, no seguimento da redução da nossa participação na EDP Brasil de 65% para 51% em Jul-11, e do aumento do resultado líquido na EDPR e em subsidiárias de produção no Brasil.

Taxa Imposto (€ M)	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>487,0</b>	<b>520,3</b>	<b>-6,4%</b>	<b>-33</b>
IRC e impostos diferidos	79,0	123,4	-36%	-44
Taxa de imposto efectiva (%)	16,2%	23,7%	-7,5 pp	-
Ganhos/(perdas) alien. operações descont.	-	-	-	-

Interesses não controláveis (€ M)	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	18,0	13,3	35%	+5
HC Energia	0,1	0,3	-67%	-0
Energias do Brasil	50,2	38,4	31%	+12
Outros	2,4	2,5	-4,0%	-0
<b>Interesses não controláveis</b>	<b>70,7</b>	<b>54,5</b>	<b>30%</b>	<b>+16</b>

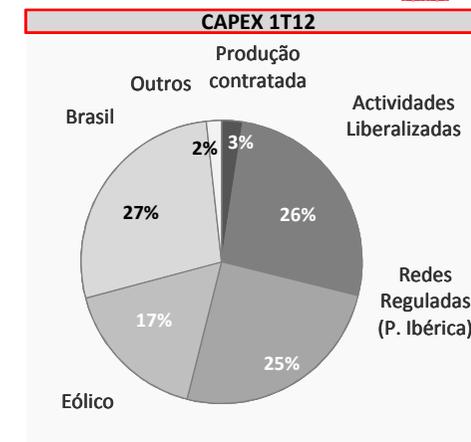
\* Nota: As demonstrações financeiras do 1T11 correspondem aos valores reportados no 1T11 Deste modo, excluem a alteração contabilística nos custos com fundos de pensões.

# Investimento Operacional e Financeiro



Invest. Operacional (€ M)	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
Prod. contratada (P. Ibérica)	7,9	13,9	-43%	-6
Liberalizado (P. Ibérica)	85,8	49,0	75%	+37
Redes reguladas (P. Ibérica)	81,7	70,5	16%	+11
Eólico	55,1	190,4	-71%	-135
Brasil	88,9	63,0	41%	+26
Outros	5,7	5,9	-3,8%	-0
<b>Grupo EDP</b>	<b>325,0</b>	<b>392,7</b>	<b>-17%</b>	<b>-68</b>
<b>Expansão</b>	<b>189,2</b>	<b>263,4</b>	<b>-28%</b>	<b>-74</b>
<b>Manutenção</b>	<b>135,8</b>	<b>129,3</b>	<b>5,0%</b>	<b>+7</b>

	1T11	2T11	3T11	4T11	1T12	2T12	3T12	4T12
Prod. contratada (P. Ibérica)	13,9	18,4	13,6	13,1	7,9	-	-	-
Liberalizado (P. Ibérica)	49,0	104,1	115,2	197,1	85,8	-	-	-
Redes reguladas (P. Ibérica)	70,5	97,7	90,8	151,9	81,7	-	-	-
Eólico	190,4	154,6	171,1	312,6	55,1	-	-	-
Brasil	63,0	60,8	104,7	112,8	88,9	-	-	-
Outros	5,9	16,8	12,5	20,3	5,7	-	-	-
<b>Grupo EDP</b>	<b>392,7</b>	<b>452,4</b>	<b>507,8</b>	<b>807,8</b>	<b>325,0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Expansão</b>	<b>263,4</b>	<b>271,4</b>	<b>322,2</b>	<b>551,3</b>	<b>189,2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Manutenção</b>	<b>129,3</b>	<b>181,0</b>	<b>185,6</b>	<b>256,5</b>	<b>135,8</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>



Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 1T12	Invest. Acumulado (1)
Hídricas Portugal	1.710	68,4	663
Eólico (2)	448	17,0	507
Carvão Brasil	360	35,8	640
Hídrica Brasil	382	20,0	81
<b>Total</b>	<b>2.900</b>	<b>141,2</b>	<b>1.891</b>

O investimento operacional consolidado ascendeu a €325M no 1T12, reflectindo uma desaceleração no investimento em expansão (-28% vs. 1T11, para €189M), decorrente de um investimento eólico inferior. Em linha com a estratégia da EDP de investir em actividades de risco controlado, as actividades reguladas e contratadas de longo prazo absorveram 72% do investimento operacional. O investimento de manutenção totalizou €136M no 1T12, maioritariamente destinado a redes reguladas.

O investimento em nova capacidade eólica (c30% do investimento de expansão), reflectido ao nível da EDPR, totalizou €55M sendo canalizado para os EUA (26%), Roménia (21%), Polónia (15%), Portugal e França (8% cada) e Espanha (7%). Até ao momento, a EDPR despendeu €507M (€17M no 1T12) em 448MW actualmente em construção (todos sujeitos a regimes regulados de longo prazo): 215MW nos EUA (estado de Nova Iorque), 111MW em Espanha, 80MW na Polónia, 40MW em Itália e 2MW em Portugal.

O investimento em nova capacidade hídrica (c40% do investimento de expansão) totalizou €78M no 1T12, maioritariamente alocado (€68M) à construção de 6 centrais hídricas (1.710MW com arranque previstos entre 2012-15): 3 repotenciações (1.203MW) e 3 novas barragens (507MW). A repotenciação de Alqueva II (256MW, 84% do investimento realizado), deverá arrancar operações no 4T12.

No Brasil, a EDP já investiu: (1) €640M nos 360MW da central a carvão de Pecém; e (2) €81M na repotenciação de Mascarenhas (9MW, com arranque previsto em 2013) e no início de construção da nova central de Jari (373MW, com arranque previsto em 2015).

Em síntese, a EDP prossegue a execução da sua carteira de projectos, com grande enfoque em tecnologias limpas e de baixo custo de produção, tendo até Mar-12 despendido €1,9MM em 2,9GW em construção. Em perspectiva, a EDP planeia um investimento total de €2,0MM em 2012. A EDP espera iniciar operações durante 2012 em projectos representativos de 750MW.

Os investimentos financeiros no 1T12 ascenderam a €23M, essencialmente relacionados com taxas de sucesso relativas ao desenvolvimento de Jari e de projectos eólicos previamente adquiridos pela EDP.

Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Investimentos Financeiros</b>	<b>22,9</b>	<b>4,0</b>	<b>475%</b>	<b>+19</b>
Perímetro consolidação EDPR	2,5	1,5	71%	+1
Jari (Brasil)	19,0	-	-	+19
Outros	1,5	2,5	-42%	-1
<b>Desinvestimentos Financeiros</b>	<b>0,0</b>	<b>1,1</b>	<b>-98%</b>	<b>-1</b>
Perímetro consolidação EDPR	-	-	-	-
Outros	0,0	1,1	-98%	-1
<b>Total</b>	<b>22,9</b>	<b>2,9</b>	<b>699%</b>	<b>+20</b>

(1) Investimento acumulado líquido de dívidas a fornecedores; (2) Investimento acumulado inclui capacidade em construção & desenvolvimento.

# Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA</b>	<b>1.003,5</b>	<b>1.008,2</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-5</b>
Imposto corrente	(54)	(110)	51%	+56
Juros financeiros líquidos	(172)	(152)	-13%	-20
Resultados de associadas e dividendos	5	6	-9,0%	-1
Outros ajustamentos	(24)	(29)	15%	+4
<b>FFO</b>	<b>758,0</b>	<b>722,6</b>	<b>4,9%</b>	<b>+35</b>
Juros financeiros líquidos	172	152	13%	+20
Resultados e dividendos de associadas	(5)	(6)	9,0%	+1
Investimento em fundo de maneio	(142)	(9)	-	-133
Défice e desvios tarifários	(227)	44	-	-272
Outros	85	(53)	-	+138
<b>Fluxo das Actividades Operacionais</b>	<b>782,3</b>	<b>859,9</b>	<b>-9,0%</b>	<b>-78</b>
Investimento operacional de expansão	(189)	(263)	28%	+74
Investimento operacional em melhorias	(136)	(129)	-5,0%	-7
Var. de fundo maneio de fornecedores de imobilizado	(390)	(388)	-0,5%	-2
<b>Cash Flow Operacional Líquido</b>	<b>67,7</b>	<b>79,7</b>	<b>-15%</b>	<b>-12</b>
Investimentos/desinvestimentos financeiros (líquidos)	(23)	(3)	-	-20
Juros financeiros líquidos pagos	(163)	(107)	-52%	-56
Dividendos recebidos de associadas	0	0	53%	+0
Dividendos pagos	(4)	(4)	10%	+0
Receb. antecipados de parceiros instit. nos EUA	(3)	(4)	21%	+1
Variação Cambial	113	252	-55%	-139
Outras variações não operacionais	55	(69)	-	+123
<b>Redução/(Aumento) da Dívida Líquida</b>	<b>42,5</b>	<b>145,4</b>	<b>-71%</b>	<b>-103</b>

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Actividades Operacionais</b>				
Recebimentos de clientes	3.955	3.984	-0,7%	-29
Recebimentos por securitização dos ajust. tarifários	168	-	-	+168
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(3.381)	(3.156)	-7,1%	-226
Pagamentos de rendas de concessão e outros	42	99	-57%	-57
<b>Fluxo gerado pelas operações</b>	<b>784</b>	<b>928</b>	<b>-16%</b>	<b>-144</b>
Receb./(pagamentos) de imposto sobre o rendimento	(2)	(68)	97%	+66
<b>Fluxo das Actividades Operacionais</b>	<b>782,3</b>	<b>859,9</b>	<b>-9,0%</b>	<b>-78</b>
<b>Fluxo das Actividades de Investimento</b>	<b>(713)</b>	<b>(731)</b>	<b>2,6%</b>	<b>+19</b>
<b>Fluxo das Actividades de Financiamento</b>	<b>109</b>	<b>176</b>	<b>-38%</b>	<b>-66</b>
<b>Variação de caixa e seus equivalentes</b>	<b>179,2</b>	<b>304,1</b>	<b>-41%</b>	<b>-125</b>
Efeito das diferenças de câmbio	(2)	(31)	92%	+29

O FFO aumentou 5% no período para €758M no 1T12 devido a uma redução de €56M do imposto corrente, explicada por um impacto não recorrente, que foi parcialmente compensada por um aumento de €20M dos juros financeiros líquidos, suportado por uma subida de 30pb do custo médio da dívida e por um aumento de 5% da dívida líquida média.

O fluxo das actividades operacionais diminuiu 9% para €782M no 1T12. De notar que no 1T12, esta rubrica reflecte o impacto negativo de um aumento de €227M nos recebimentos futuros da actividade regulada, devido essencialmente: i) a um aumento de €396M dos recebimentos futuros da actividade regulada em Portugal; que foi parcialmente compensado ii) pelo recebimento de €168M relativos à securitização de parte do défice tarifário em Espanha. No 1T12, os outros investimentos em fundo de maneio traduzem um impacto positivo de €85M essencialmente relacionado com uma redução do montante de impostos a receber.

O investimento operacional de expansão diminuiu 28% no período para €189M no 1T12 devido a uma diminuição do investimento na actividade eólica.

Os €113M relativos a variação cambial reflectem essencialmente o impacto da depreciação do Dólar vs. o Euro no 1T12.

Em conclusão, a dívida líquida diminuiu €43M vs. Dez-11 para €16,9MM a Mar-12.

Importa ainda referir que irá ser pago no dia 16 de Maio o dividendo anual no montante €0,185 por acção (~€675M).

# Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Mar. vs. Dez.		
	Mar-12	Dez-11	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	20.517	20.708	-191
Activos intangíveis	6.864	6.800	64
Goodwill	3.304	3.327	-23
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	539	534	5
Impostos, correntes e diferidos	895	1.156	-261
Inventários	322	346	-25
Clientes, líquido	2.276	2.152	124
Outros activos, líquido	4.703	4.512	191
Caixa e equivalentes de caixa	1.908	1.732	177
<b>Total do Activo</b>	<b>41.328</b>	<b>41.268</b>	<b>60</b>

Capital Próprio (€ M)	Mar-12	Dez-11	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.425	8.110	316
Interesses não controláveis	3.331	3.277	53
<b>Total do Capital Próprio</b>	<b>11.756</b>	<b>11.387</b>	<b>369</b>

Passivo (€ M)	Mar-12	Dez-11	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	18.870	18.785	85
<i>Médio e longo prazo</i>	15.778	15.786	-9
<i>Curto prazo</i>	3.093	2.999	94
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.806	1.823	-17
Parcerias institucionais, eólico EUA	1.706	1.784	-78
Provisões	409	415	-6
Impostos, correntes e diferidos	1.435	1.501	-66
Outros passivos, líquido	5.346	5.573	-227
<b>Total do Passivo</b>	<b>29.572</b>	<b>29.881</b>	<b>-309</b>

<b>Total do Capital Próprio e Passivo</b>	<b>41.328</b>	<b>41.268</b>	<b>60</b>
---	---------------	---------------	-----------

Benefícios aos Empregados (€ M)	Mar-12	Dez-11	Δ Abs.
Pensões (3)	984	1.004	-20
Actos médicos	823	819	3
<b>Benefícios aos Empregados</b>	<b>1.806</b>	<b>1.823</b>	<b>-17</b>

Passivo com Investidores Institucionais (€ M)	Mar-12	Dez-11	Δ Abs.
Parcerias Institucionais, Eólico EUA	1.706	1.784	-78
(-) Proveitos diferidos	743	773	-30
<b>Passivo com Investidores Institucionais</b>	<b>963</b>	<b>1.011</b>	<b>-48</b>

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Mar-12	Dez-11	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (1)	1.063	739	323
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	463	390	73
Espanha (2)	346	514	-167
Brasil (1)	3	4	-2
<b>Receb. Futuros da Actividade Regulada</b>	<b>1.875</b>	<b>1.647</b>	<b>227</b>

O montante de **activos fixos tangíveis** diminuiu €0,2MM vs. Dez-11 para €20,5MM a Mar-12, no seguimento de: (1) +€0,3MM relativos ao investimento operacional realizado no período; (2) -€0,3MM de amortizações no mesmo período; e (3) -€0,2MM líquidos relacionados, por um lado, com a depreciação do Real e do Dólar face ao Euro e, por outro, com a apreciação do Złóti (Polónia) face ao EUR, entre Dez-11 e Mar-12. A Mar-12, o balanço da EDP incluía €3,4MM de trabalhos em curso (12% do total de €27,4MM de activos fixos tangíveis e intangíveis consolidados), essencialmente relacionados com investimentos já realizados em centrais eléctricas, parques eólicos, equipamentos ou direitos de concessão que ainda não estão em operação ou a ser amortizados.

O valor contabilístico dos **investimentos financeiros e activos detidos para venda** totalizava €539M a Mar-12, incluindo essencialmente as nossas participações financeiras na CEM (21%), BCP (2,6%) e REN (3,5%), bem como €0,2MM de outros activos não estratégicos.

A rubrica de **impostos, correntes e diferidos**, diminuiu €0,3MM vs. Dez-11, reflectindo uma redução do montante de impostos a receber devido em grande parte ao recebimento de imposto sobre o valor acrescentado (IVA).

O montante de **outros activos (líquidos)** aumentou €0,2MM vs. Dez-11 para €4,7MM a Mar-12, devido a um aumento do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro, reflexo: (1) de um aumento de €0,3MM dos activos da actividade regulada a receber no futuro referentes às actividades de distribuição de energia e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal; (2) a um aumento de €0,1MM dos activos da actividade regulada a receber no futuro relativos aos CMEC em Portugal; e (3) a uma diminuição de €0,2MM do défice tarifário pendente de recuperação em Espanha.

O montante total de **activos da actividade regulada a receber no futuro** aumentou €227M para €1,9MM a Mar-12, devido essencialmente: (1) a um aumento de €396M do montante originado em Portugal nas actividades de distribuição de energia e CUR (+€323M) e de produção ao abrigo dos CMEC (+€73M); que foi parcialmente compensado por (2) uma redução de €167M do montante proveniente de Espanha (explicada pelo recebimento de €168M no período relativos à securitização de parte do défice tarifário).

Os **capitais próprios** atribuíveis aos accionistas da EDP aumentaram €0,3MM vs. Dez-11, para €8,4MM a Mar-12, reflectindo o resultado líquido do 1T12 (€337M), que foi ligeiramente compensado por uma variação das reservas relacionada com o "fair value" dos derivados.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões e actos médicos** (bruto, antes de impostos diferidos) totalizou €1,8MM a Mar-12, tendo permanecido relativamente estável vs. Dez-11 – de notar que mais de 70% destes passivos estão relacionados com as actividades reguladas de distribuição e comercialização de electricidade em Portugal, pelo que a maioria dos mesmos deverá fazer parte da base de custos regulada no momento do pagamento.

O **passivo relativo a parcerias institucionais**, relacionado com as nossas operações eólicas nos EUA, diminuiu ligeiramente para €963M a Mar-12 (vs. €1,0MM a Dez-11) – Este montante está ajustado de proveitos diferidos, relacionados com os benefícios fiscais já atribuídos aos investidores institucionais e ainda por reconhecer nas Demonstração de Resultados. A evolução desta rubrica no período reflecte: (1) a redução do passivo, à medida que os parques eólicos vão gerando os benefícios fiscais que estão sendo recebidos pelos parceiros institucionais; e (2) o impacto cambial da depreciação do dólar face a Dez-11. O montante de passivo relativo a parcerias institucionais (líquido de proveitos diferidos) reduz-se gradualmente ao longo da vida útil de cada parque eólico.

O montante de **outros passivos (líquidos)** diminuiu €0,2MM vs. Dez-11 para €5,3MM a Mar-12, essencialmente devido: (1) a uma redução de €0,5MM das rubricas de fornecedores de imobilizado (-€0,4MM) e fornecedores (-€0,1MM); que foi parcialmente compensada por (2) um aumento de €0,1MM do montante de passivos da actividade regulada a pagar no futuro (essencialmente relacionado com a produção ao abrigo dos CMEC); e (3) um aumento de €0,1MM relativo a licenças de CO2 atribuídas para o ano 2012.

(1) Desvios tarifários a serem recuperados/(devolvidos) em anos subsequentes através das tarifas na distribuição e comercialização de último recurso de elect. e gás em Portugal

(2) Montantes líquidos dos custos com "CO2 Clawback".

(3) Pensões incluem o valor da provisão relacionada com os custos do Programa de Apoio à Reestruturação da EDPD, que estão a ser recuperados na tarifa.

# Dívida Financeira Líquida Consolidada



## Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)

	Mar-12	Dez-11	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	15.886,1	15.909,1	-0,1%	-23
EDP Produção + HC Energia + Portgás	265,9	259,3	2,5%	7
EDP Renováveis	1.022,6	833,8	23%	189
EDP Brasil	1.402,4	1.406,1	-0,3%	-4

## Dívida Financeira Nominal

	Mar-12	Dez-11	Δ %	Δ Abs.
Juros da dívida a liquidar	225,3	304,4	-26%	-79
"Fair Value"(cobertura dívida)	68,1	72,3	-5,9%	-4
Derivados associados com dívida	(56,4)	(105,1)	46,4%	49

## Dívida Financeira

	Mar-12	Dez-11	Δ %	Δ Abs.
<b>Caixa e Equivalentes</b>	<b>1.908,2</b>	<b>1.731,5</b>	<b>10%</b>	<b>177</b>
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	1.288,0	1.140,8	13%	147
EDP Renováveis	266,9	219,9	21%	47
EDP Brasil	353,3	370,8	-4,7%	-18
<b>Activos financ. ao justo valor atrav. resultados</b>	<b>0,2</b>	<b>0,2</b>	<b>-10%</b>	<b>0</b>

## Dívida Líquida do Grupo EDP

	Mar-12	Dez-11	Δ %	Δ Abs.
<b>Dívida Líquida do Grupo EDP</b>	<b>16.905,6</b>	<b>16.948,2</b>	<b>-0,3%</b>	<b>-43</b>

## Linhas de Crédito em Mar-12 (€M)

	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	2.000	21	1.500	Nov-15
Linhas Crédito Domésticas	190	10	151	Renewable
Progr. de P Comer. Tomada Firme	650	3	650	Renewable

## Total Credit Lines

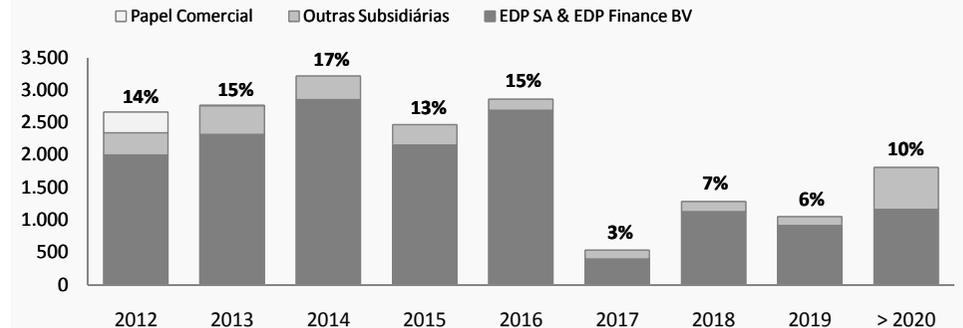
## Debt Ratings

	S&P	Moody's	Fitch
<b>EDP SA &amp; EDP Finance BV</b>	<b>BB+/Neg/B</b>	<b>Ba1/Neg/NP</b>	<b>BBB+/Neg/F2</b>
Último Relatório de Rating	01-02-2012	16-02-2012	03-04-2012

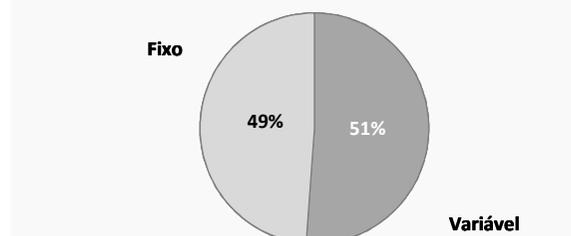
## Rácios de Dívida

	1T12	Dez-11
Dívida Líquida / EBITDA	4,2x	4,5x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	3,7x	4,1x

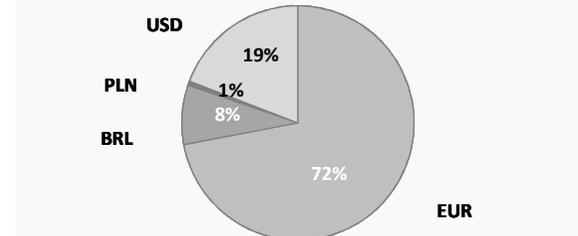
## Maturidade da Dívida (€ M) (1)



## Dívida por Tipo de Taxa de Juro (1)



## Dívida por Tipo de moeda (1)



A dívida financeira da EDP é emitida essencialmente ao nível da "holding" (EDP, S.A. e EDP Finance B.V.), tanto através do mercado obrigacionista (público e privado) como de empréstimos bancários. Os nossos investimentos e operações são financiados em moeda local por forma a mitigar o risco cambial. A EDP Brasil auto financia-se em moeda local e essencialmente sem recurso à EDP, S.A.. Os outros financiamentos externos do Grupo EDP consistem essencialmente em estruturas de "project finance", maioritariamente realizadas por algumas subsidiárias da EDP Renováveis. A nossa dívida em USD é totalmente utilizada no financiamento de investimentos eólicos da EDP Renováveis nos EUA, sendo emitida ao nível da EDP, S.A. e EDP Finance B.V. e posteriormente emprestada internamente.

A estratégia de financiamento da EDP visa manter o acesso a fontes diversificadas de financiamento e garantir as suas necessidades de financiamento com 24 meses de antecedência. A EDP tem como objectivo uma melhoria constante da sua posição de "free cash flow" e dos seus rácios de crédito durante os próximos anos. No 1T12, os rácios de dívida líquida/EBITDA e dívida líquida/EBITDA ajustado de recebimentos futuros da actividade regulada foram 4,2x e 3,7x respectivamente. Em Fev-12, a Moody's e a S&P reduziram as notações de "rating" da EDP após revisão em baixa do "rating" da República de Portugal, e em Abr-12, a Fitch colocou o "rating" das "utilities" com exposição significativa a Espanha, incluindo a EDP, sob vigilância negativa, no seguimento das medidas adoptadas pelo governo Espanhol como parte do Orçamento de Estado para o ano 2012. O "rating" atribuído à EDP pela S&P está agora um nível acima do da República de Portugal, o "rating" da Moody's está 2 níveis acima e o da Fitch está 3 níveis acima, traduzindo o diferencial máximo de "rating" permitido entre a EDP e a República de Portugal, de acordo com as metodologias seguidas pelas agências de rating, o que não reflecte o distinto perfil de crédito da EDP.

Em Mar-12, a EDP executou uma estrutura de "project finance" de €177M para 125MW de capacidade eólica em Espanha. Em Mai-12, realizou uma emissão de retalho de €250M com maturidade de 3 anos e um cupão de 6% (1,3x a procura).

No âmbito da parceria estratégica com a CTG, o novo acionista irá investir €2MM (incluindo co-financiamento de investimento operacional) na compra de participações minoritárias em parques eólicos até 2015 (€0,8MM nos primeiros 12 meses após a data de conclusão do negócio). A parceria estratégica inclui também um compromisso firme de financiamento por parte de uma instituição financeira chinesa, num montante de até €2MM para uma maturidade de até 20 anos, após a conclusão do negócio.

A Mar-12, a maturidade média da dívida era de 4,2 anos (excluindo os impactos da parceria com a CTG). O peso da taxa variável na dívida consolidada do Grupo manteve-se relativamente estável (Mar-12: 51% variável vs. 49% fixa; Mar-11: 50% variável vs. 50% fixa). As nossas principais taxas de referência são a Euribor a 1 mês e a 3 meses. A Mar-12, o montante de caixa e linhas de crédito disponíveis ascendia a €4,2MM. Este montante inclui €1,9MM em caixa e equivalentes e €2,3MM em linhas de crédito disponíveis, dos quais €650M em programas de papel comercial com colocação garantida e €1,5MM de um financiamento de €2MM na modalidade "revolving" com maturidade residual de perto de 4 anos. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de financiamento até ao 1S13. Considerando os impactos da parceria com a CTG, a nova posição de liquidez irá permitir à EDP cobrir as suas necessidades de financiamento até meados de 2015.

(1) Valor Nominal.

(2) Derivados relacionados com net investment e fair-value de cobertura de dívida



Áreas de Negócio

# Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanço Eléctrico (TWh)	Portugal (1)			Espanha			Península Ibérica		
	1T12	1T11	Δ%	1T12	1T11	Δ%	1T12	1T11	Δ%
Hidroeléctrica	1,2	4,8	-75%	4,1	10,9	-63%	5,3	15,7	-66%
Nuclear	-	-	-	16,4	13,9	18%	16,4	13,9	18%
Carvão	3,3	1,0	219%	15,9	8,1	97%	19,1	9,1	111%
CCGT	2,1	3,0	-30%	11,5	14,0	-18%	13,6	16,9	-20%
Fuel/gas/diesel	0,0	(0,0)	-	-	-	-	0,0	(0,0)	-
Auto-consumo	-	-	-	(2,1)	(1,7)	24%	(2,1)	(1,7)	24%
(-) Bombagem	(0,3)	(0,1)	199%	(1,3)	(1,1)	27%	(1,6)	(1,2)	41%
<b>Regime Convencional</b>	<b>6,2</b>	<b>8,7</b>	<b>-28%</b>	<b>44,4</b>	<b>44,2</b>	<b>0,6%</b>	<b>50,6</b>	<b>52,8</b>	<b>-4,1%</b>
Eólica	2,4	2,6	-9,7%	12,3	12,8	-4,1%	14,6	15,4	-5,0%
Outras	2,2	2,5	-11%	13,2	12,5	5,7%	15,4	14,9	2,9%
<b>Regime Especial</b>	<b>4,5</b>	<b>5,1</b>	<b>-10%</b>	<b>25,5</b>	<b>25,3</b>	<b>0,8%</b>	<b>30,0</b>	<b>30,3</b>	<b>-1,1%</b>
Importação/(exportação)	2,4	(0,1)	-	(2,8)	(1,7)	63%	(0,5)	(1,8)	-74%
<b>Consumo Referido à Emissão</b>	<b>13,1</b>	<b>13,6</b>	<b>-3,7%</b>	<b>67,0</b>	<b>67,7</b>	<b>-1,0%</b>	<b>80,2</b>	<b>81,3</b>	<b>-1,4%</b>
Corrigido temperatura, dias úteis			-5,9%			-2,0%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1T12	1T11	Δ%	1T12	1T11	Δ%	1T12	1T11	Δ%
Procura convencional	10,0	9,4	6,9%	85,8	80,7	6,3%	95,8	90,1	6,3%
Procura para produção electricidade	4,4	6,2	-29,8%	24,8	31,7	-22%	29,1	37,9	-23%
<b>Procura Total</b>	<b>14,4</b>	<b>15,6</b>	<b>-7,8%</b>	<b>110,6</b>	<b>112,4</b>	<b>-1,6%</b>	<b>125,0</b>	<b>128,0</b>	<b>-2,4%</b>

A procura de electricidade na P. Ibérica (P.I.) caiu 1,4% no 1T12. Em Espanha (84% do consumo), a procura recuou 1% (-2% ajustada dos efeitos temperatura e dias úteis), devido a uma menor procura nos segmentos industrial e de serviços. Em Portugal (16% do total), a procura recuou 3,7% (-5,9% ajustada dos efeitos temperatura e dias úteis) suportada pelos segmentos residencial, PME e iluminação pública.

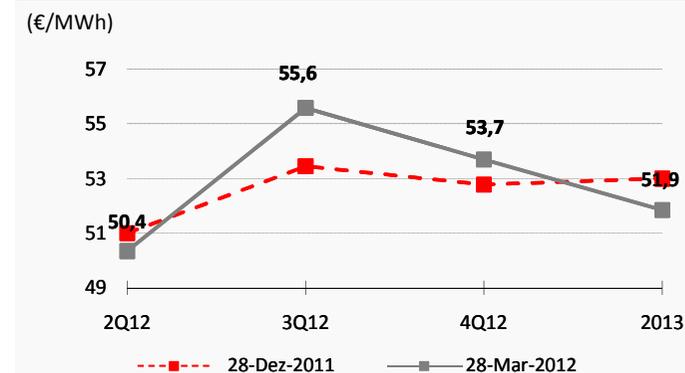
Apesar da menor procura total (-1,2TWh), a procura residual térmica (PRT) subiu 26% (+6,7TWh) vs. 1T11, impulsionada por fracos recursos eólicos e muito fracos recursos hídricos: apesar dos 2% de acréscimo da capacidade instalada, a produção hídrica líquida caiu 11TWh, penalizada por recursos hídricos 80% abaixo da média; a produção em regime especial (incluindo eólica) recuou 0,3TWh (penalizada por mini-hídricas e eólicas), apesar do acréscimo de capacidade instalada (+ 9%). Por sua vez, a produção nuclear cresceu 2,4TWh, suportada por menos paragens de produção. As importações líquidas em Portugal subiram 2,5TWh reflectindo fracos recursos hídricos. O aumento da PRT traduziu-se numa subida das emissões de CO<sub>2</sub>, já que foi integralmente satisfeita por produção a carvão (+10TWh): esta subida, suportada pela maior competitividade-custo das centrais a carvão face às CCGTs, resultou num factor médio de utilização das centrais a carvão no 1T12 de 62% (vs. 31% no 1T11 e 49% no 4T11). Por seu turno, a produção em CCGTs foi 3,4TWh mais baixa, traduzindo-se num factor de utilização de 21% (vs. 25% no 1T11 e 19% no 4T11).

O preço médio à vista em Espanha subiu 12% (vs. 1T11), para €50,6/MWh, ficando €1,4/MWh abaixo da média em Portugal (fruto de um mix de produção mais caro em Portugal, num contexto de fraca pluviosidade). Face ao 4T11, o preço à vista em Espanha recuou 3% no 1T12, reflexo dos menores preços de combustíveis e de CO<sub>2</sub>. O preço médio de CO<sub>2</sub> no 1T12 recuou 52% vs. 1T11 e 14% vs. o 4T11. O preço médio final da electricidade em Espanha subiu 13% no 1T12 (em linha com a subida do preços à vista), ficando €12/MWh acima do preço da pool devido à contribuição mercado de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

O consumo de gás na P.I. recuou 2,4% no 1T12, fruto de um menor consumo nas CCGTs. A procura convencional recuou 6,3%, suportada tanto por Portugal como por Espanha. O consumo de gás na produção de electricidade recuou 23% no 1T12, devido um redução das horas de funcionamento das CCGTs, tanto em Portugal como em Espanha.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1T12	1T11	Δ%
Hídrica	21,7	21,2	2,1%
Nuclear	7,5	7,5	-
Carvão	12,6	12,6	0%
CCGT	28,7	28,7	0%
Fuel/gas/diesel	2,9	2,9	0%
<b>Regime Convencional</b>	<b>73,3</b>	<b>72,9</b>	<b>0,6%</b>
Eólica	25,9	24,3	6,7%
PRE's (outras)	18,9	16,9	12%
<b>Regime Especial</b>	<b>44,7</b>	<b>41,1</b>	<b>8,8%</b>
<b>Total</b>	<b>118,1</b>	<b>114,0</b>	<b>3,6%</b>

## Preços de Electricidade a prazo no Mercado Ibérico (OMIP)



Factores Chave	1T12	1T11	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,19	1,15	-83%
Espanha	0,20	1,06	-81%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	52,0	45,4	15%
Espanha	50,6	45,2	12%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	62,9	55,7	13%
Direitos de emissão de CO <sub>2</sub> , €/ton (1)	7,7	15,9	-52%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	100,8	123,0	-18%
Gás (CMP), €/MWh (1)	26,8	21,6	24%
Gás NBP, €/MWh (1)	24,1	22,7	6,2%
Brent, USD/Barril (1)	118,5	105,0	13%
EUR/USD (1)	1,39	1,37	1,8%

# Produção Contratada L.P. no Mercado Ibérico: CAE/CMEC e Reg. Especial



DR Operacional (€ M)	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Receitas CAE/CMEC</b>	<b>311,1</b>	<b>235,4</b>	<b>32%</b>	<b>+76</b>
Receitas no mercado (i)	199,9	260,3	-23%	-60
Desvio anual (ii)	178,2	36,2	392%	+142
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	(66,9)	(61,1)	-10%	-6
<b>Custos Directos: CAE/CMEC</b>	<b>91,9</b>	<b>24,1</b>	<b>282%</b>	<b>+68</b>
Carvão	77,0	32,3	138%	+45
Fuel	0,9	1,0	-3,7%	-0
CO2 e outros custos (líquidos)	14,0	(9,2)	-	+23
<b>Margem Bruta CAE/CMEC</b>	<b>219,2</b>	<b>211,4</b>	<b>3,7%</b>	<b>+8</b>
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	18,3	15,2	21%	+3
Mini-hídricas	3,6	19,5	-81%	-16
<b>Margem Bruta Regime Especial</b>	<b>22,0</b>	<b>34,7</b>	<b>-37%</b>	<b>-13</b>

Custos Operacionais Líquidos (1)	44,2	43,1	2,5%	+1
<b>EBITDA</b>	<b>197,0</b>	<b>203,0</b>	<b>-3,0%</b>	<b>-6</b>
Amortizações & provisões líquidas	48,2	44,5	8,4%	+4
<b>EBIT</b>	<b>148,8</b>	<b>158,5</b>	<b>-6,1%</b>	<b>-10</b>

Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	(2,6)	(9,7)	73%	+7
--	-------	-------	-----	----

Empregados (#)	1.316	1.356	-2,9%	-40
----------------	-------	-------	-------	-----

CAE/CMEC: Dados-chave	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Disponibil. Real/Contratada</b>				
Hídrica	1,05	1,02	3,0%	+0,0
Térmica	1,09	1,09	-0,0%	-0,0
<b>Capacidade Instalada (MW)</b>	<b>6.221</b>	<b>6.221</b>	-	-
Hídrica (3)	4.094	4.094	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Fuelóleo	946	946	-	-

Regime Especial: Dados-chave	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Produção de Electricidade (GWh)</b>	<b>561</b>	<b>680</b>	<b>-17%</b>	<b>-119</b>
Mini-hídricas Portugal	41	223	-82%	-182
Térmica em Portugal	301	248	21%	+53
Térmica em Espanha	219	208	5,0%	+10

<b>Margem Bruta Média (€/MWh)</b>				
Mini-hídricas Portugal	87	87	-0,3%	-0
Térmica em Portugal	33	29	13%	+4
Térmica em Espanha	39	39	0,9%	+0

Investimento Operacional (€M)	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Produção PPA/CMEC</b>	<b>6,5</b>	<b>11,6</b>	<b>-44%</b>	<b>-5</b>
Recorrente - Hídricas	4,7	4,3	9,1%	+0
Recorrente - Térmicas	1,5	2,9	-50%	-1
Não recorrentes (ambiental)	0,3	4,3	-93%	-4
<b>Regime Especial</b>	<b>1,4</b>	<b>2,3</b>	<b>-40%</b>	<b>-1</b>
Expansão	0,0	1,2	-99%	-1
Manutenção	1,3	1,0	30%	+0
<b>Total</b>	<b>7,9</b>	<b>13,9</b>	<b>-43%</b>	<b>-6</b>

As demonstrações financeiras no 1T12 reflectem a alteração da nossa política contabilística em relação ao custo dos juros e retorno estimado dos activos associados ao fundo de pensões: estes custos, registados como custos operacionais no 1T11 (€3,5M), são agora registados em resultados financeiros (€3,6M). **O EBITDA da produção contratada de LP caiu 3% (-€6M), para €197M no 1T12**, reflectindo: já que o impacto negativo da redução de produção nas nossas centrais mini-hídricas (-82% decorrente de tempo extremamente seco) superou o impacto positivo de uma inflação mais alta, disponibilidade das nossas centrais acima de níveis contratados e comissionamento do equipamento de desnitrificação em Sines.

**A margem bruta de CAE/CMEC subiu 3,7% (-€8M), para €219m**, impulsionada por uma inflação mais alta (+€5,5M), níveis de disponibilidade acima do contratado (+5% nas hídricas, +9% nas térmicas) e pelo comissionamento do equipamento de desnitrificação em metade dos grupos de Sines (+€3,9M). Os resultados com combustíveis passaram de +€1,0M no 1T11 para -€2,5M no 1T12.

O **desvio anual** entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ("revisibilidade") ascendeu a €178M no 1T12 (valor a recuperar nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso, pagas por todos os consumidores de electricidade em Portugal), impulsionado por um 1T12 muito seco (o factor de produção hídrica ficou 80% aquém da média anual). As centrais hídricas registaram um desvio de €141M, fruto de uma produção 78% abaixo da referência do CMEC (e 79% abaixo de 1T11), enquanto o preço médio realizado superou a referência CMEC em 4% e o nível de disponibilidade superou em 5% a média contratada. O desvio gerado nas centrais térmicas no 1T12 (€37M) traduz uma margem média unitária c40% abaixo da referência dos CMEC, enquanto a produção e nível de disponibilidade superaram claramente os níveis contratados em CMEC: +15% e +9%, respectivamente).

**A margem bruta em regime especial** caiu 37% (vs. 1T11), para €22M no 1T12, penalizada por uma produção extremamente baixa nas centrais mini-hídricas (-82%). Por sua vez, a margem bruta das centrais térmicas subiu 21%, suportada pelas operações em Portugal (+21% de produção, +13% de margem unitária).

**Os custos operacionais líquidos<sup>(1)</sup>** (€44M no 1T12) reflectem o impacto da alteração contabilística acima referida (-€3,5M) e um custo não recorrente no valor de €5M. As **amortizações líquidas e provisões** ascenderam a €48M, influenciadas pelo comissionamento do equipamento de desnitrificação na nossa central a carvão de Sines.

**O investimento operacional na produção contratada de LP** ascendeu a €7,9M no 1T12, essencialmente dedicado à manutenção das nossas centrais hídricas.

## NOTA EXPLICATIVA DOS CAE/CMEC

Em Jul-07 os contratos de longo prazo que a EDP tinha com o sistema regulado de electricidade de Portugal (CAE) foram substituídos pelo sistema financeiro CMEC (Custo de Manutenção de Equilíbrio Contratual) para conciliar: (1) a preservação do VAL dos CAE, baseado num retorno real antes de impostos de 8,5% sobre activos, e uma margem bruta contratada estável nos próximos 10 anos e (2) a necessidade de aumentar a liquidez do mercado grossista ibérico de electricidade. Ao nível de resultados, a margem bruta total resultante do novo sistema CMEC deverá manter o perfil dos antigos CAE nos próximos 10 anos.

Em relação ao detalhe da margem bruta em CAE/CMEC existem 4 componentes:

(i) Receitas em Mercado, resultante das vendas de electricidade em mercado, incluindo serviços de sistema e garantia de potência;

(ii) Desvio Anual ("revisibilidade"), equivalente à diferença entre os pressupostos iniciais dos CMECs (outputs, preços de mercado e custos de combustíveis) e os valores verificados. Este desvio é pago/recebido através das tarifas até dois anos após a ocorrência.

(iii) Acréscimo de proveitos CAE/CMEC, reflectindo as diferenças no período, em termos de cash-flow, entre CAE e CMEC, conforme assumido no início do sistema (Julho de 2007).

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.)

(2) Inclui €2.6M de perdas realizadas no 1T12 (vs. Perdas de €7.7M no 1T11); (3) Inclui Aguireira e Raiva (360MW), cuja gestão foi cedida à Iberdrola Generación por um período de 5 anos, a partir de Abr-09.

# Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>193,9</b>	<b>229,5</b>	<b>-16%</b>	<b>-36</b>
Produção de electricidade	109,8	150,2	-27%	-40
Portugal	25,4	61,1	-58%	-36
Espanha	84,9	87,4	-3%	-3
Ajustamentos	-0,5	1,7	-	-2
Comercialização de electricidade	75,2	67,4	12%	+8
Comercialização de gás	16,1	20,9	-23%	-5
Ajustamentos	-7,2	-9,0	-19%	+2
Custos Operacionais Líquidos (1)	99,3	109,0	-8,9%	-10
<b>EBITDA</b>	<b>94,5</b>	<b>120,4</b>	<b>-22%</b>	<b>-26</b>
Provisões	-3,0	-2,7	12%	-0
Depreciações e amortizações líquidas	65,0	55,8	17%	+9
<b>EBIT</b>	<b>32,6</b>	<b>67,4</b>	<b>-52%</b>	<b>-35</b>

O EBITDA das actividades liberalizadas ascendeu a €95M no 1T12, ficando 22% aquém de 1T11 devido a: (i) uma descida da margem bruta unitária na electricidade (€8,8/MWh no 1T12 vs. €10,9/MWh no 1T11) decorrente de menores resultados com coberturas de electricidade (-€1/MWh), maior custo de electricidade vendida (+20% vs. 1T11), menor produção hídrica; e (ii) menor volume e margens na comercialização de gás. No 4T11, a EDP iniciou operações em duas das oito centrais até agora em construção em Portugal: as repotenciações de Picote II (246MW em Nov-11) e Bemposta II (191MW em Dez-11). Estas centrais de baixo custo e com zero emissão de CO<sub>2</sub> melhoram a eficiência de gestão de água na bacia do Douro, permitindo produzir mais num ano hídrico médio e tirar maior partido da procura e preços em horas de pico.

No negócio de electricidade, a margem bruta no 1T12 recuou 15% face ao 1T11, influenciada pela redução de volumes vendidos, nomeadamente em Portugal, e pela menor margem unitária alcançada (-19%), já que (i) a subida no custo médio da electricidade vendida (+20% decorrente de um preço à vista médio mais alto e um mix de produção mais caro) e menores resultados com cobertura de electricidade; mais que compensaram (ii) a subida do preço médio de venda (+14%) e o aumento de outros proveitos, nomeadamente com garantia de potência em Espanha.

Performance Electricidade	1T12	1T11	Δ%	1T12	1T11	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		
Produção Electricidade (4)	3.466	4.464	-22%	41,9	34,6	21%
Compras de Electricidade	8.335	8.357	-0,3%	56,8	48,9	16%
<b>Fontes de Electricidade</b>	<b>11.801</b>	<b>12.821</b>	<b>-8,0%</b>	<b>52,7</b>	<b>44,0</b>	<b>20%</b>

**Volumes:** O volume vendido totalizou 12TWh no 1T12 (-8% vs. 1T11), com vendas a clientes finais quase estáveis e vendas no mercado grossista 21% mais baixas (vs. 1T11). No 1T12, a nossa produção líquida de bombagem desceu 22%, penalizada pela reduzida produção hídrica (-59% vs. 1T11 devido aos fracos recursos hídricos) e em CCGTs (-58% decorrente da concentração da produção nas melhores horas do dia e mercados). Por outro lado, a produção a carvão cresceu 76%, impulsionada pela implementação do RDL 1221/2011 (Fev-11) em Espanha e pelo baixo custo relativo de produção (suportada pelo baixo custo de CO<sub>2</sub>, queima de gases siderúrgicos e eficiência superior).

	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (3)		
Perdas na Rede	305	313	-	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - Retalho	7.781	7.824	-0,5%	62,0	55,3	12%
Mercado Grossista	3.715	4.685	-21%	67,4	56,5	19%
<b>Destinos de Electricidade</b>	<b>11.801</b>	<b>12.821</b>	<b>-8,0%</b>	<b>62,1</b>	<b>54,4</b>	<b>14%</b>

**Margens** <sup>(2)(3)</sup>: A margem média alcançada foi €8,8/MWh no 1T12 (vs. €10,9/MWh no 1T11), penalizada por menores resultados com cobertura de electricidade (-€1/MWh) vs. 1T11). O custo médio da electricidade vendida subiu 20% no 1T12 vs. 1T11 (-1% vs. 4T11), reflectindo (i) um custo de produção mais alto (+21%) decorrente de um mix de produção mais caro e de preços de combustíveis superiores; e (ii) por um custo médio da electricidade comprada na pool 16% mais alto. O preço médio de venda subiu 14% no 1T12, impulsionado por um preço médio de venda em mercado grossista 19% mais alto (fruto de preços à vista superiores e maior procura nos mercados de serviços complementares, em Espanha) e um preço de venda a clientes de retalho 12% mais elevado.

Margem Bruta Electricidade (€ M)	1T12	1T11	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	9,4	10,4	-10%	-1
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (5)	(0,6)	0,4	-	-1
Margem Unitária (€/MWh)	8,8	10,9	-19%	-2
Volume Total (TWh)	11,8	12,8	-8,0%	-1
<b>Fontes &amp; Destinos Electricidade</b>	<b>104,1</b>	<b>139,7</b>	<b>-25%</b>	<b>-36</b>
<b>Serviços Comerciais Partilhados (6)</b>	<b>41,1</b>	<b>42,9</b>	<b>-4,1%</b>	<b>-2</b>
<b>Outros (7)</b>	<b>39,8</b>	<b>35,0</b>	<b>14%</b>	<b>+5</b>
<b>Total</b>	<b>185,0</b>	<b>217,6</b>	<b>-15%</b>	<b>-33</b>

Para 2012, a EDP está a adaptar a sua estratégia de 'hedging' às actuais condições de mercado, fazendo uso da flexibilidade proporcionada pela gestão integrada de operações de electricidade e gás no mercado ibérico. Assim, a EDP favoreceu vendas de gás em mercados grossistas, tendo já assegurado as margens para 85% do montante de gás comprometido e para a totalidade da produção a carvão esperada em 2012. Simultaneamente, a EDP contratou com clientes 25TWh de vendas de electricidade para 2012.

Destinos de Gás (TWh)	1T12	1T11	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	5,4	6,8	-21%	-1
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre (8)	9,4	10,1	-7%	-1
<b>Total</b>	<b>14,7</b>	<b>16,9</b>	<b>-13%</b>	<b>-2</b>

O nosso abastecimento de gás no 1T12 baseia-se num portfólio anual de 4,3bcm afecto a contratos de longo prazo. O consumo de gás caiu 13%, para 15TWh (1,3bcm) no 1T12, suportado por vendas a clientes 7% mais baixas e por um menor consumo nas nossas centrais (-21%).

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais) + Outros custos operac. (Liq.); (2) Inclui custos com combustíveis, custos com CO<sub>2</sub> líquido de licenças gratuitas, resultados de coberturas, custos de sistema; (3) Inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso, serviços de sistema; (4) Líquida de bombagem; (5) Inclui resultados de cobertura de electricidade; (6) Inclui EDP Sol. Comerciais, a empresa de serviços comerciais partilhados em Portugal; (7) Inclui garantia de potência, serviços prestados e outros; (8) Excluindo vendas às nossas unidades de cogeração

# Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1T12	1T11	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>109,8</b>	<b>150,2</b>	<b>-27%</b>	<b>-40</b>
Portugal	25,4	61,1	-58%	-36
Espanha	84,9	87,4	-2,9%	-3
Ajustamentos	-0,5	1,7	-	-2
Fornecimentos e serviços externos	16,7	17,3	-3,2%	-1
Custos com pessoal	10,6	11,3	-6,2%	-1
Custos com benefícios sociais	0,3	0,9	-67%	-1
Outros custos operacionais (liq.)	12,4	11,7	5,7%	+1
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>40,0</b>	<b>41,2</b>	<b>-2,9%</b>	<b>-1</b>
<b>EBITDA</b>	<b>69,8</b>	<b>109,0</b>	<b>-36%</b>	<b>-39</b>
Provisões	0,3	(2,0)	-	+2
Deprec. e amortizações líquidas	59,0	51,6	14%	+7
<b>EBIT</b>	<b>10,5</b>	<b>59,4</b>	<b>-82%</b>	<b>-49</b>
<b>Empregados (#)</b>	<b>654</b>	<b>643</b>	<b>1,7%</b>	<b>+11</b>

Dados-chave	1T12	1T11	Δ%	Δ Abs.
<b>Produção Electricidade (GWh)</b>	<b>3.544</b>	<b>4.485</b>	<b>-21%</b>	<b>-942</b>
CCGT	973	2.341	-58%	-1.369
Carvão	1.846	1.048	76%	+798
Hidroeléctrica	390	783	-50%	-393
Nuclear	335	313	6,8%	+21
<b>Custos Variáveis (€/MWh) (2)</b>	<b>41,9</b>	<b>34,6</b>	<b>21%</b>	<b>+7,3</b>
CCGT	80,6	51,9	55%	+28,7
Carvão	35,4	31,1	14%	+4,3
Hidroeléctrica	9,2	0,0	n.a.	+9,1
Nuclear	3,8	3,6	3,4%	+0,1
<b>Factores de Utilização (%)</b>				
CCGT	12%	29%	-	-17p.p.
Carvão	58%	33%	-	25p.p.
Hidroeléctrica	13%	40%	-	-27p.p.
Nuclear	99%	93%	-	5p.p.
<b>Emissões CO2 (M. ton.)</b>				
Total de emissões (3)	2,6	2,3	10%	+0
Licenças gratuitas (3)	2,6	2,7	-3,6%	-0

Investimento Operacional (€ M)	1T12	1T11	Δ%	Δ Abs.
<b>Expansão</b>	<b>78,3</b>	<b>41,2</b>	<b>90%</b>	<b>+37</b>
Hidroeléctrica	78,3	41,2	90%	+37
<b>Manutenção</b>	<b>6,5</b>	<b>5,5</b>	<b>18%</b>	<b>+1</b>
Recorrente	6,5	5,5	18%	+1
Não recorrente (ambiental)	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>84,8</b>	<b>46,7</b>	<b>81,7%</b>	<b>+38</b>

A nossa actividade de produção em mercado é gerida de forma integrada com a actividade de comercialização de electricidade, na medida em que a produção é maioritariamente vendida às nossas unidades de comercialização a preços fixos.

A **produção** das nossas centrais caiu 21% (vs. 1T11), para 3,5TWh no 1T12, na medida em que a maior produção a carvão (+0,8TWh) foi mais que compensada pela menor produção em CCGT (-1,4TWh) e hídricas (-0,4TWh). Como resultado da produção a carvão mais alta, as **emissões de CO<sub>2</sub>** subiram 10% ficando em linha com as licenças gratuitas atribuíveis ao período. No 4T11, reforçámos o nosso portfólio de geração livre de emissões CO<sub>2</sub> com o arranque de dois projectos hídricos de repotenciação: Picote II (246MW), em operação desde Nov-11, e Bemposta II (191MW), em operação desde Dez-11. Note-se que estas repotenciações, com um baixo investimento associado (€0,6M/MW instalado) contribuirão para melhorar a gestão de recursos hídricos na bacia do Douro, permitindo produzir mais num ano hídrico médio e tirar maior partido de oportunidades existentes no mercado em horas de pico. O **custo médio de produção unitário** da nossa produção em mercado subiu para €42/MWh no 1T12 (+21%), impulsionado por um mix de produção mais caro (fruto de maior peso de compras de electricidade, menor contribuição de produção hídrica), pelo aumento do custo de combustíveis e pela menor produção em centrais CCGT.

**Carvão:** A **produção** cresceu 76% no 1T12, suportada pelo seu custo marginal inferior (vis-a-vis CCGTs), pela maior PRT e pela implementação do RDL1221/2011 em Espanha (Fev-11). O **factor médio de utilização** subiu 25p.p. vs. 1T11, para 58% no 1T12. A a nossa central Soto 3 produz electricidade ao abrigo do RD 1221/2010: enquanto a Resolução 20651, de Dez-11, definiu uma margem contratada em Soto 3 para um volume equivalente a 1,4TWh em 2012, o RD13/2012 ditou uma redução de 10%. O **custo médio da produção** a carvão situou-se em €35/MWh (+14% vs. 1T11 e +7% vs. 4T11), reflexo de um custo líquido com CO<sub>2</sub> mais alto (fruto de maior diluição do valor de licenças gratuitas) e menor resultados com coberturas.

**CCGTs:** A **produção** desceu 58% no 1T12 e 9% face 4T11, reflectindo uma queda de 17pp no factor médio de utilização (para 12%), decorrente de um agravamento do custo de produção. O **custo médio de produção** atingiu €81/MWh no 1T12, impulsionado por um custo de gás mais alto e menor volume de produção.

**Hídrica e nuclear:** A produção hídrica recuou 50% no 1T12. O custo médio de produção (€9,2/MWh) reflecte o custo de bombagem em Alqueva: devido à extrema escassez de recursos hídricos, o volume de bombagem subiu de 22GWh no 1T11 para 78GWh no 1T12, enquanto o custo médio de bombagem traduziu-se num desconto de c30% sobre o preço à vista (vs. c40% no 4T11). Por sua vez, a produção nuclear subiu 7% vs. 1T11, traduzindo-se num factor médio de utilização de 99% (+5pp vs. 1T11).

No 1T12, o volume vendido em mercados complementares atingiu 1,2TWh (vs. 0,9TWh no 1T11), suportado por uma maior procura destes serviços em Espanha decorrente (i) da implementação de RDL 1221/10 (condunzindo a uma subida de produção em Soto 3) e (ii) num aumento dos volumes vendidos em mercado de restrições.

Em Out-11, o Governo Espanhol publicou o RD 1544/2011, definindo as regras para o pagamento da tarifa de acesso às redes de transporte e distribuição de electricidade (€0,5/MWh), por todos os produtores (em vigor desde 1-Jan-11, conforme definido no RD 14/2010). A mesma decisão foi tomada em Portugal, com as tarifas de 2012 a incorporarem uma taxa de €0,5/MWh. Em Nov-11, o Governo espanhol publicou uma Ordem Ministerial (ITC/3127/2011), aprovando (i) um aumento da garantia de potência atribuída a CCGTs, de €20/KW para €26/KW, que foi posteriormente (Mar-12) reduzido para €23,4/MW em 2012; (ii) um prémio de disponibilidade, a definir anualmente (€4,7/MW em 2012), a atribuir a centrais a carvão importado, CCGTs e centrais hídricas.

Os **custos operacionais líq.**<sup>(1)</sup> caíram 3%, para €40M no 1T12, fruto de uma menor produção e de um controlo de custos apertado. As **amortizações líquidas** subiram 15% reflexo da expansão de capacidade e maior funcionamento das centrais a carvão.

O **investimento operacional em produção liberalizada** ascendeu a €85M, 92% do qual em expansão. Este investimento de expansão foi maioritariamente canalizado para a construção de 6 projectos: 3 repotenciações de centrais hídricas (Alqueva II, Venda Nova III, Salamonde II) e 3 novas centrais hídricas (Baixo Sabor, Ribeiradio e Foz Tua), com arranque previsto em 2012/15. A repotenciação Alqueva II (256MW) arrancará com operações no 4T12. O investimento em manutenção ascendeu a €6,5M no 1T12.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com Benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.)

(2) Inclui custos de combustível, emissão e licenças gratuitas de CO<sub>2</sub>, resultados de hedging;

(3) Inclui emissões de CO<sub>2</sub> pela central de Aboño, que queima gases siderúrgicos.

# Comercialização Liberalizada de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	Comercialização em Espanha			
	1T12	1T11	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>41,4</b>	<b>34,8</b>	<b>19%</b>	<b>+7</b>
Fornecimentos e serviços externos	17,4	16,2	7,2%	+1
Custos com pessoal	3,4	3,0	13%	+0
Custos com benefícios sociais	0,1	0,1	5,2%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	(5,4)	7,7	-	-13
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>15,6</b>	<b>27,1</b>	<b>-42%</b>	<b>-11</b>
<b>EBITDA</b>	<b>25,8</b>	<b>7,7</b>	<b>235%</b>	<b>+18</b>
Provisões	(0,7)	(1,4)	-48%	+1
Depreciações e amortizações líquidas	1,9	0,5	318%	+1
<b>EBIT</b>	<b>24,5</b>	<b>8,6</b>	<b>185%</b>	<b>+16</b>

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	1T12	1T11	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>43,2</b>	<b>46,9</b>	<b>-8%</b>	<b>-4</b>
Fornecimentos e serviços externos	31,3	28,9	8,0%	+2
Custos com pessoal	10,6	9,5	12%	+1
Custos com benefícios sociais	1,0	1,6	-35%	-1
Outros custos operacionais (líq.)	1,6	1,1	40%	+0
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>44,4</b>	<b>41,1</b>	<b>8,1%</b>	<b>+3</b>
<b>EBITDA</b>	<b>(1,2)</b>	<b>5,8</b>	<b>-</b>	<b>-7</b>
Provisões	(2,6)	0,7	-	-3
Depreciações e amortizações líquidas	4,1	3,7	8,5%	+0
<b>EBIT</b>	<b>(2,7)</b>	<b>1,3</b>	<b>-</b>	<b>-4</b>

Dados-chave	1T12	1T11	Δ%	Δ Abs.
<b>Comercialização em Espanha</b>				
<b>Electricidade - Mercado livre</b>				
Volume Vendido (GWh)	5.195	5.303	-2,0%	-108
Quota de Mercado (%)	12%	12%	-	0p.p.
Clientes (mil)	703	670	5,0%	+33
<b>Electricidade - Último recurso</b>				
Volume Vendido (GWh)	205	274	-25%	-70
Clientes (mil)	305	347	-12%	-42
<b>Gás - Mercado livre &amp; Último recurso</b>				
Volume Vendido (GWh)	8.612	8.631	-0,2%	-19
Quota Mercado (%)	10%	11%	-	-1p.p.
Clientes (mil)	770	813	-5,3%	-43
<b>Comercialização em Portugal</b>				
<b>Electricidade - Mercado livre</b>				
Volume Vendido (GWh)	2.322	2.189	6,0%	+132
Quota de Mercado (%)	39%	43%	-	-4p.p.
Clientes (mil)	388	308	26%	+81
<b>Gás em Portugal - Mercado livre</b>				
Volume Vendido (GWh)	1.633	2.232	-27%	-599
Quota Mercado (%) (2)	19%	29%	-	-10p.p.
Clientes (mil)	6	1	857%	+6
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>1,0</b>	<b>2,4</b>	<b>-57%</b>	<b>-1</b>
<b>Empregados (#)</b>	<b>1.146</b>	<b>1.065</b>	<b>7,6%</b>	<b>+81</b>

As nossas actividades de fornecimento de electricidade e gás em Portugal e Espanha estão integradas em plataformas únicas de fornecimento de energia, o que permite a existência de uma estrutura comercial ágil e competitiva. As subsidiárias do Grupo EDP que operam neste segmento de negócio têm contratos intra-grupo com as nossas áreas de produção e "trading" para abastecimento de electricidade e gás.

## Comercialização de Energia em Espanha

**Electricidade** – O volume vendido a clientes no mercado liberalizado diminuiu 2% no período para 5,2TWh no 1T12 (tendo apresentado um crescimento trimestral de 5%), enquanto o número de clientes fornecidos aumentou 5%, traduzindo a estratégia da EDP de enfoque nos clientes mais atractivos, embora à custa de menores volumes. A quota de mercado permaneceu estável nos 12%, evidenciando a capacidade da EDP em manter uma quota em comercialização que é o dobro da quota na produção.

**Gás** – O volume comercializado permaneceu relativamente estável no período, tendo alcançado 8,6TWh no 1T12, enquanto numa base trimestral, o volume comercializado subiu 13%. Esta evolução, em conjunto com uma redução de 5% da nossa base de clientes de gás, reflecte uma política de contratação de clientes selectiva em condições de mercado exigentes. A quota de mercado diminuiu ligeiramente de 11% no 1T11 para 10% no 1T12.

No 1T12, os custos operacionais líquidos diminuíram €11M, devido a um proveito não recorrente de €12M contabilizado ao nível dos outros custos operacionais.

## Comercialização de Energia em Portugal

**Electricidade** – O volume comercializado aos clientes da EDP no mercado liberalizado aumentou 6% no período para 2,3TWh no 1T12. Este crescimento foi suportado pela contratação de alguns grandes clientes industriais em meados de 2011. Numa base trimestral, os volumes vendidos aumentaram em apenas 1%, reflexo de uma concorrência intensa no segmento industrial, da menor competitividade no segmento residencial (vs. as tarifas reguladas) e da estratégia da EDP de enfoque nos segmentos mais atractivos. Em consequência, a quota de mercado da EDP no fixou-se nos 39% no 1T12, vs. 43% no 1T11. Em Jan-12, em antecipação à crescente liberalização, a EDP lançou uma campanha promocional ("EDP-Continente") em parceria com o Continente oferecendo, até ao final do ano 2012, um desconto de supermercado equivalente a 10% do valor da factura de electricidade a todos os clientes residenciais que contrataram, até ao final de Mar-12, o fornecimento de electricidade com a EDP Comercial (a nossa subsidiária para o fornecimento de energia no mercado livre em Portugal). Esta campanha reflectiu-se numa transferência significativa de clientes do mercado regulado para o mercado liberalizado e possibilitou a captação de perto de 130 mil clientes residenciais, o que se traduziu no observado aumento de 26% da nossa base de clientes.

**Gás** – O volume comercializado caiu 27% no período para 1,6TWh no 1T12, reflexo de uma redução da procura bem como da estratégia da EDP de enfoque nos clientes mais atractivos, embora à custa de menores volumes, o que se traduziu numa quota de mercado de 19%, vs. 29% no 1T11.

## Perspectivas:

**As margens de comercialização de electricidade e gás**, tanto em Portugal como em Espanha, deverão manter-se sob pressão em 2012, devido ao efeito conjunto de preços elevados na "pool" (electricidade), de tarifas de último recurso competitivas e de um ambiente concorrencial exigente.

**Em termos de volumes**, espera-se que os mercados livres em Portugal e Espanha continuem a crescer, enquanto que a concorrência deverá permanecer intensa. Em Portugal, o fim da tarifa de último recurso deverá proporcionar um estímulo adicional à transferência de clientes para o mercado livre. No que se refere às tarifas de electricidade, de notar que opção de tarifa de último recurso, transitória e penalizadora, aplicável aos grandes clientes em Portugal (abrangendo todos os segmentos à excepção dos de baixa tensão normal) irá permanecer em vigor até ao final do ano 2012 - os clientes industriais que permanecem nesta opção tarifária deverão progressivamente transitar para o mercado livre até final de 2012. Relativamente aos clientes residenciais e pequeno comércio (baixa tensão normal), o fim da tarifa de último recurso está previsto a partir de 1-Jul-2012, para os clientes com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA e acima ou igual a 10,35 kVA, e a partir de 1-Jan-2013 para os clientes com potência contrata abaixo de 10,35 kVA. Para estes segmentos, existe um período de transição de até 3 anos, pelo que a transferência destes clientes para o mercado livre deverá ser progressiva.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operac. (Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais).

(2) Com base no segmento de consumo GN>10.000 m³/ano.

# EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>309,6</b>	<b>254,2</b>	<b>22%</b>	<b>+55</b>
Forn. e serviços externos	57,3	55,1	4,0%	+2
Custos com Pessoal	13,8	12,1	14%	+2
Outros custos operac. (líq.)	(24,9)	(33,1)	-25%	+8
<b>Custos Operacionais Líq. (1)</b>	<b>46,2</b>	<b>34,0</b>	<b>36%</b>	<b>+12</b>
<b>EBITDA</b>	<b>263,5</b>	<b>220,1</b>	<b>20%</b>	<b>+43</b>
Provisões	0,0	(0,3)	-	+0
Amortizações líquidas	114,4	119,1	-3,9%	-5
<b>EBIT</b>	<b>149,0</b>	<b>101,3</b>	<b>47%</b>	<b>+48</b>
Result. alienação act. financ.	0,0	-	-	+0
Resultados financeiros	(57,9)	(38,4)	51%	-19
Resultados em associadas	1,6	3,0	-48%	-1
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>92,7</b>	<b>65,9</b>	<b>41%</b>	<b>+27</b>

<b>Eficiência Operacional</b>	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
Opex/MW Médio (€mil) (4)	12,6	12,8	-1,3%	-0
Empregados (#)	813	841	-3,3%	-28

Dados gerais	1T12	1T11	Δ %
<b>Capacid. Instalada (MW)</b>	<b>7.157</b>	<b>6.625</b>	<b>8,0%</b>
Europa	3.652	3.388	7,8%
EUA	3.422	3.224	6,1%
Brasil	84	14	507%
<b>Electric. Produzida (GWh)</b>	<b>5.212</b>	<b>4.421</b>	<b>18%</b>
Europa	2.109	1.985	6,2%
EUA	3.056	2.430	26%
Brasil	48	6	737%
<b>Factor méd. utilização (%)</b>	<b>34%</b>	<b>33%</b>	<b>1p.p.</b>
<b>Preço méd. venda (€/MWh)</b>	<b>60,1</b>	<b>57,9</b>	<b>3,8%</b>
<b>EBITDA (€m)</b>	<b>263,5</b>	<b>220,1</b>	<b>20%</b>
Europa	158,5	140,6	13%
EUA	106,9	79,9	34%
Outros e Ajustamentos	(1,9)	(0,4)	341%
<b>EBIT (€m)</b>	<b>149,0</b>	<b>101,3</b>	<b>47%</b>
Europa	97,2	81,5	19%
EUA	56,0	21,1	165%
Outros e Ajustamentos	(4,2)	(1,4)	205%
<b>Investim. Operac. (€m) (2)</b>	<b>55,1</b>	<b>190,4</b>	<b>-71%</b>
Europa	39,9	100,3	-60%
EUA	14,5	26,6	-46%
Brasil	0,6	61,5	-99%

Dados da Acção	1T12	1T11	Δ %
Cotação no fim do período (€/acção)	3,73	5,07	-26%
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-

Dados relevantes de Balanço (€M)	1T12	1T11	Δ %
Empréstimos bancários e outros (Liq.)	767,0	467,4	-
Dívida c/ empresas EDP (Liq.)	2.777,3	2.608,6	6,5%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>3.544,3</b>	<b>3.076,0</b>	<b>15%</b>
<b>Interesses não controláveis</b>	<b>129,9</b>	<b>128,3</b>	<b>1,2%</b>
<b>Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (3)</b>	<b>962,9</b>	<b>886,8</b>	<b>8,6%</b>
<b>Valor Contabilístico</b>	<b>5.391,1</b>	<b>5.318,8</b>	<b>1,4%</b>
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,34	1,42	-6,0%

Resultados Financeiros (€ M)	1T12	1T11	Δ %
Juros financeiros líquidos	(46,9)	(44,5)	-5,4%
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(16,6)	(15,5)	-6,7%
Custos capitalizados	4,9	14,8	-67%
Diferenças Cambiais	7,7	9,0	-
Outros	(7,0)	(2,2)	-212%
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(57,9)</b>	<b>(38,4)</b>	<b>-51%</b>

A EDP Renováveis (EDPR) detém e opera os parques eólicos do Grupo EDP (8 países) e analisa e desenvolve projectos para novos parques (11 países). Os principais mercados onde opera são os EUA (39% do EBITDA da EDPR no 1T12) e Espanha (34%). Os restantes mercados incluem Portugal (10%), França, Polónia, Roménia, Bélgica e Brasil (estes cinco representam 17% do EBITDA da EDPR no 1T12).

**O EBITDA da EDPR subiu 20% no período (+€43M) para €263M no 1T12**, reflectindo um aumento de 8% da capacidade instalada, +532MW para 7.157MW a Mar-12, um factor médio de utilização superior, +1pp para 34% no 1T12, e uma melhoria do preço médio de venda, +4% para €60/MWh, tendo a maioria dos países apresentado uma evolução positiva. **Os mercados que mais contribuíram para este crescimento de EBITDA foram: (1) os EUA (+€27M)**, reflectindo 198MW de capacidade adicional (37% do total instalado), um factor médio de utilização significativamente superior (+6pp para 41%) e um preço médio de venda ligeiramente inferior (-1% para USD45,6/MWh); **e (2) o mercado Europeu não Ibérico (+€20M)**, devido a 208MW de nova capacidade (39% do total instalado; Roménia: +126MW; Polónia: +60MW; França: +22MW), a um preço médio de venda superior (+15% para €107,7/MWh) e a um factor médio de utilização estável (28%). **O EBITDA originado em Espanha aumentou 11% (+9M)**, incluindo resultados de coberturas, reflectindo 43MW de capacidade adicional (8% do total adicionado), um preço médio de venda superior (+9% para €88,7/MWh) e um factor médio de utilização inferior (-2pp para 28%, que apesar de recursos eólicos inferiores ficou 2pp acima da média do mercado no 1T12). **Em Portugal, o EBITDA diminuiu 21% (-€7M)**, reflectindo um factor médio de utilização inferior (-7pp para 24%) devido a fracos recursos eólicos no 1T12, que foi apenas parcialmente compensado por capacidade adicional (+14MW; 3% do total adicionado) e por um preço médio de venda superior (+4% para €105,8/MWh). De notar que o observado aumento dos **custos operacionais líquidos (+12M)** reflecte essencialmente o reconhecimento no 1T11 de €9M de proveitos não-recorrentes, enquanto os fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal (estes últimos impactados por uma inferior capitalização de custos devido ao menor número de empregados alocados às actividades

de construção e desenvolvimento) aumentaram em apenas 6% (+4M), consequência de uma contínua monitorização de custos. **As amortizações líquidas** diminuíram €5M no período, reflexo da extensão (de 20 para 25 anos) da vida útil dos activos eólicos. Em consequência, **o EBIT da EDPR subiu 47% (+€48M) para €149M no 1T12**.

**A dívida líquida da EDPR subiu 15% no período (+€0,5MM) para €3,5MM a Mar-12**, reflexo do investimento em nova capacidade, do pagamento (Abr-11) de €231M pelo aumento de 80% para 100% da participação da EDPR no capital da Genesa (sub-holding espanhola), de alterações no montante de fundo de maneio relativo a fornecedores de equipamento e de uma apreciação de 6% do Dólar face ao Euro (a Mar-12, 36% da dívida da EDPR estava denominada em USD). A dívida líquida da EDPR contraída junto de instituições financeiras (fora do Grupo EDP), que representava 28% da dívida líquida a Mar-12, está essencialmente relacionado com financiamentos de longo prazo através de "project finance", nomeadamente na Polónia, Roménia, Brasil e Espanha. No 1T12, a EDPR executou €177M de "project finance" para 125MW em Espanha. Os **passivos relativos a parcerias institucionais** nos EUA aumentaram em €0,1MM no período para €1,0MM a Mar-12, uma vez que o impacto associado ao recebimento por parte dos parceiros institucionais do benefícios fiscais relativos aos parques eólicos em operação foi mais do que compensado pela assinatura, no 2S11, de dois novos acordos de financiamento com parceiros institucionais (USD116M em Jul-11 e USD124M em Dez-11, dos quais USD97M de encaixe inicial).

As **despesas financeiras líquidas** subiram 51% no período (+€19M): i) os encargos com juros líquidos aumentaram 5% (+€2M), a um ritmo inferior ao de evolução da dívida financeira média (Mar-12: €3,7MM vs. Mar-11: €3,4MM), reflexo de um ligeira redução do custo médio da dívida (Mar-12: 5,3% vs. Mar-11: 5,4%); ii) os custos capitalizados caíram €10M devido a uma redução do investimento no período; e iii) as diferenças cambiais favoráveis (€8M no 1T12 vs. €9M no 1T11) reflectem a depreciação do Dólar e apreciação do Złóti (Polónia).

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.) (2) Inclui investimento da EDPR SA.

(3) Líquido de proveitos diferidos. (4) Opex excluindo Outros Proveitos Operacionais; Rácio calculado considerando MW médio em operação.

EUA	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada total (MW)</b>	<b>3.422</b>	<b>3.224</b>	<b>6,1%</b>	<b>+198</b>
Em "PTC"	2.123	2.024	4,9%	+99
Em "cash grant flip"	500	401	25%	+99
Em "cash grant"	799	799	-	-
Factor médio de utilização (%)	41%	35%	-	6p.p.
Preço médio de venda (USD/MWh)	45,6	45,9	-0,8%	-0,4
Euro/USD - Taxa média do período	1,31	1,37	-4,2%	-0,06
<b>CAE/Coberturas</b>				
Capacidade instalada (MW) (1)	2.659	2.459	8,1%	+200
Electricidade produzida (GWh)	2.295	1.695	35%	+600
Preço médio de venda (USD/MWh)	51,3	50,4	1,8%	+0,9
<b>Mercado</b>				
Capacidade instalada (MW) (1)	763	764	-0,2%	-2
Electricidade produzida (GWh)	761	735	3,5%	+26
Preço médio de venda (USD/MWh)	25,7	32,6	-21%	-6,9
Margem Bruta (USD M)	136	110	24%	+26
Receitas PTC & Outras (USD M)	48	41	16%	+7
<b>Margem Bruta Ajustada (USD M)</b>	<b>184</b>	<b>152</b>	<b>22%</b>	<b>+33</b>
<b>EBITDA (USD M)</b>	<b>140</b>	<b>109</b>	<b>28%</b>	<b>+31</b>
EBIT (USD M)	73	29	154%	+44
<b>Inv. Operacional Líquido (USD M)</b>	<b>19</b>	<b>36</b>	<b>-48%</b>	<b>-17</b>
Inv. Operacional Bruto	19	37	-49%	-18
"Cash grant" recebido	-	(1)	-	+1
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>215</b>	<b>99</b>	<b>117%</b>	<b>+116</b>

Espanha	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada total (MW)</b>	<b>2.201</b>	<b>2.158</b>	<b>2,0%</b>	<b>+43</b>
Factor médio de utilização (%)	28%	30%	-	-2p.p.
Preço médio obtido pool (€/MWh)	48,4	43,2	12%	+5,2
Preço médio final venda (€/MWh) (2)	88,7	81,6	8,7%	+7,1
<b>Capacidade - Regime Transitório</b>				
Capacidade instalada (MW)	1.153	1.153	-	+0
Electricidade produzida (GWh)	679	740	-8,3%	-61
<b>Capacidade - RD 661/2007</b>				
Capacidade instalada (MW)	1.048	1.005	4,2%	+43
Electricidade produzida (GWh)	639	532	20%	+106
<b>Resultados da Cobertura (€ M)</b>	<b>0,7</b>	<b>0,0</b>	<b>-</b>	<b>+1</b>
Margem Bruta (€ M) (2)	116	103	13%	+13
<b>EBITDA (€ M) (2)</b>	<b>93</b>	<b>83</b>	<b>11%</b>	<b>+9</b>
EBIT (€ M) (2)	51	44	16%	+7
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>4</b>	<b>30</b>	<b>-87%</b>	<b>-26</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>111</b>	<b>92</b>	<b>20%</b>	<b>+19</b>

**Nos EUA**, a capacidade aumentou 198MW, reflexo: i) da entrada em operação de Timber Road II (99MW no Ohio; produção vendida através de CAE; incentivos fiscais recebidos através de "cash flip deal"); e ii) do comissionamento de Blue Canyon VI (99MW no Oklahoma; produção vendida em mercado (SPP); incentivos fiscais recebidos através de acordo de financiamento com parceiros institucionais) – o parque eólico de Blue Canyon VI beneficia de características muito competitivas, dado o baixo custo investimento e um factor médio de utilização acima dos 40%, o que permite à EDPR maximizar a criação de valor do projecto através da incorporação dos PTCs ("Production Tax Credits") em detrimento do subsídio financeiro ("cash grant").

O preço médio de venda (excluindo receitas com incentivos fiscais) da energia vendida através de CAE/coberturas aumentou 2% para USD51,3/MWh, reflexo da aplicação dos factores de actualização anual de preços. O preço médio de venda em mercado caiu 21% para USD25,7/MWh, reflexo de uma redução acentuada dos preços do gás (-30,8% desde Jan-12 para \$2,06/MMBtu). No global, o preço médio de venda nos EUA foi de USD45,6/MWh, uma vez que os maiores volumes produzidos ao abrigo de CAE, que apresentaram preços superiores, compensaram os preços inferiores da produção em mercado. Perante o crescimento significativo dos recursos eólicos no período, o factor médio de utilização fixou-se subiu 6pp para 41% no 1T12. **A margem bruta (incluindo receitas de PTCs) aumentou USD33M no período para USD184M no 1T12.** Os custos operacionais aumentaram em apenas 5% (+€2M), largamente abaixo do ritmo de crescimento do negócio, tendo beneficiado de uma redução dos fornecimentos e serviços externos que se deveu a uma apertada monitorização das despesas de operação e manutenção. **Em consequência, o EBITDA no 1T12 aumentou USD31M para USD140M, enquanto o EBIT aumentou USD44M para USD73M**, reflexo da extensão da vida útil dos parques eólicos. A Mar-12, a EDPR tinha 215MW em construção nos EUA, relativos ao parque eólico Marble River em Nova Iorque (mercados NYISO/NEISO), com entrada em funcionamento prevista para este ano e com um CAE de 10 anos associado à venda dos "Renewable Energy Certificates" (RECs). Recorde-se que em Dez-10, o governo americano prolongou o prazo de validade da opção fiscal "cash grant" para os parques eólicos que entraram em construção antes de Dez-11 e que entrem em operação antes de Dez-12.

**Em Espanha**, a remuneração dos nossos parques eólicos baseia-se: (1) num regime transitório (para a capacidade instalada antes de 2008), de acordo com o qual os produtores eólicos recebem uma tarifa variável correspondente a 'preço médio obtido na "pool" + prémio fixo (€38,3/MWh)' – no início de 2013, os parques que estejam sob este regime transitam para o regime do RD 661/2007; (2) no regime do RD 661/2007 (para a capacidade instalada após 2008), que oferece duas opções: (a) uma tarifa variável equivalente a 'preço médio obtido na "pool" + prémio (€20,1/MWh reflexo de uma redução temporária de 35% até final de 2012)', com um máximo (€94,3/MWh) e um mínimo (€79,1/MWh); ou (b) uma tarifa fixa (€81,3/MWh). Todas as remunerações fixadas pelo RD 661/2007 (incluindo máximos, mínimos e prémio) são actualizadas à inflação ("CPI-X") e garantidas por 20 anos. A EDPR está a transferir a sua capacidade sujeita ao RD 661/2007 da opção de tarifa variável para a opção de tarifa fixa, actualmente mais atractiva. A Mar-12, c92% da capacidade abrangida pelo RD 661/2007 estava a ser remunerada pela opção de tarifa fixa.

**O EBITDA da EDPR em Espanha (incluindo resultados com coberturas) aumento €9M no período para €93M no 1T12. O EBIT melhorou €7M para €51M no 1T12**, reflexo de amortizações líquidas superiores, uma vez que o impacto associado ao aumento da capacidade instalada mais do que compensou o impacto da extensão da vida útil dos parques eólicos. Nos últimos 12 meses, a EDPR expandiu o seu portfólio de capacidade em Espanha em 43MW. O preço médio aplicado à capacidade em regime transitório fixou-se nos €92,4/MWh (excluindo resultados com coberturas), no seguimento da recuperação do preço médio obtido na "pool" (+12%), enquanto o preço médio aplicado à capacidade abrangida pelo RD661/2007 atingiu os €83,7/MWh, reflectindo a capacidade adicional (+518MW) remunerada ao abrigo da opção de tarifa fixa. Em linha com a estratégia da EDPR de redução da sua exposição à volatilidade do mercado, foram vendidos 436GWh a prazo no 1T12 (para a capacidade ao abrigo do regime transitório). Assim, a tarifa média eólica em Espanha, incluindo os resultados com coberturas, subiu 9% para €88,7/MWh, o que compensou um factor médio de utilização inferior (-2pp para 28% no 1T12). De notar que dos 1,3TWh produzidos no 1T12, 82% foram vendidos sem exposição a preços de mercado, através de coberturas (436GWh), tarifa fixa (595GWh) ou mecanismo de tarifa mínima (43GWh), sendo que apenas 18% (243GWh) foram vendidos ao preço de mercado acrescido de um prémio de €38,3/MWh. Para 2012, a EDPR vendeu a prazo 1,8TWh a um preço médio de €52/MWh para a capacidade sob o regime transitório. A Mar-12, a EDPR tinha 111MW em construção em Espanha todos em pré-registo e com entrada em operação prevista para o ano 2012. Em Jan-12, o governo espanhol introduziu uma moratória no pagamento do prémio a todos os novos projectos de capacidade eólica que não estão em pré-registo, tendo mantido o "status quo" e remuneração de longo prazo para a capacidade instalada e projectos em pré-registo.

(1) 359 MW apresentados como capacidade instalada em CAE/Coberturas ainda se encontram a vender energia no Mercado dado que os CAE que já foram assinados serão somente válidos a partir de Jan-12 para 184MW e Jun-12 para 175MW.

(2) Inclui os ganhos/perdas de cobertura

Portugal	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada (MW)</b>	<b>613</b>	<b>599</b>	<b>2,3%</b>	<b>+14</b>
Factor médio de utilização (%)	24%	31%	-	-7p.p.
Electricidade produzida (GWh)	314	395	-21%	-81
Preço médio de venda (€/MWh)	106	102	4,0%	+4
Margem Bruta (€ M)	34	40	-17%	-7
<b>EBITDA (€ M)</b>	<b>27</b>	<b>34</b>	<b>-21%</b>	<b>-7</b>
EBIT (€ M)	20	25	-21%	-5
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>+4</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>+2</b>
ENEOP Capacidade Instalada (MW)	326	239	36%	+87

Resto da Europa (2)	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
---------------------	------	------	-----	--------

<b>França &amp; Bélgica</b>				
Capacidade instalada (MW)	363	341	6,3%	+22
Factor médio de utilização (%)	24%	28%	-	-4p.p.
Electricidade produzida (GWh)	195	207	-5,7%	-12
Preço médio de venda (€/MWh)	91	90	1,8%	+2

<b>Polónia</b>				
Capacidade instalada (MW)	190	130	46%	+60
Factor médio de utilização (%)	35%	29%	18%	5p.p.
Electricidade produzida (GWh)	143	76	89%	+67
Preço médio de venda (PLN/MWh)	424	442	-4,0%	-18
Euro/PLN - Taxa média do período	4,23	3,95	7,3%	+0,29

<b>Roménia</b>				
Capacidade instalada (MW)	285	159	79%	+126
Factor médio de utilização (%)	28%	23%	-	5p.p.
Electricidade produzida (GWh)	139	35	-	+104
Preço médio de venda (RON/MWh)	602	325	85%	+278
Euro/RON - Taxa média do período	4,35	4,22	3,1%	+0,13

Margem Bruta (€ M)	51	30	72%	+21
<b>EBITDA (€ M)</b>	<b>43</b>	<b>23</b>	<b>87%</b>	<b>+20</b>
EBIT (€ M)	32	12	160%	+19

<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>32</b>	<b>71</b>	<b>-55%</b>	<b>-39</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>120</b>	<b>142</b>	<b>-16%</b>	<b>-22</b>

Brasil	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
--------	------	------	-----	--------

<b>Capacidade instalada (MW)</b>	<b>84</b>	<b>14</b>	<b>507%</b>	<b>+70</b>
Factor médio de utilização (%)	26%	19%	-	7p.p.
Electricidade produzida (GWh)	48	6	737%	+42
Preço médio de venda (€/MWh)	276	263	4,6%	+12
Euro/Real - Taxa média do período	2,32	2,28	1,6%	+0,04

Margem Bruta (R\$ M)	11	1	694%	+10
<b>EBITDA (R\$ M)</b>	<b>7</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>+8</b>
EBIT (R\$ M)	3	(2)	-	+5
<b>Investimento operacional (R\$ M)</b>	<b>1</b>	<b>140</b>	<b>-99%</b>	<b>-139</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>-</b>	<b>70</b>	<b>-</b>	<b>-70</b>

**Em Portugal**, a Mar-12, a capacidade instalada da EDPR totalizava 613MW (+14MW), toda remunerada ao abrigo do antigo regime tarifário, definido por 15 anos, e de acordo com o qual as tarifas estão indexadas à inflação e às horas de produção. Devido ao fraco recurso eólico que caracterizou o período, o factor médio de utilização fixou-se nos 24% no 1T12, o que representa uma redução de 7pp, traduzindo-se numa queda de 21% da produção eólica, enquanto a tarifa média aumentou 4% para €105,8/MWh, reflexo da indexação à inflação. Em consequência, o EBITDA totalizou €27M no 1T12, tendo evidenciado uma redução de €7M no período, enquanto o EBIT diminuiu €5M para €20M, reflexo de menores amortizações líquidas devido à extensão da vida útil dos parques eólicos. No final de Mar-12, a EDPR tinha 2MW em construção em Portugal (repotenciação), a remunerar de acordo com o regime tarifário aplicado à capacidade em operação. Ainda em Portugal, a EDPR detém uma participação no consórcio ENEOP (consolidado pela EDPR por equivalência patrimonial) que possui uma licença para construir 1.200MW (480MW atribuíveis à EDPR). Os parques eólicos da ENEOP são remunerados ao abrigo do novo regime tarifário, a c€74/MWh (no primeiro ano de operação), estando a tarifa igualmente indexada à inflação e garantida por 15 anos. A Mar-12 a ENEOP tinha 814MW em operação (326MW atribuíveis à EDPR) e 130MW (52MW atribuíveis à EDPR) em construção.

**Nos mercados europeus fora da P. Ibérica**, nos últimos 12 meses, a EDPR instalou 208MW, tendo aumentado a sua capacidade para 838MW no 1T12. A produção eólica aumentou 50% para 477GWh no 1T12, consequência da entrada em operação de capacidade adicional. O factor médio de utilização manteve-se estável nos 28% no 1T12. O EBITDA subiu €20M para €43M no 1T12, tendo-se traduzido numa performance similar ao nível do EBIT, que aumentou €19M para €32m no 1T12, uma vez que as amortizações líquidas permaneceram relativamente estáveis, consequência do impacto da entrada em operação de nova capacidade ter sido na sua quase totalidade compensado pela extensão da vida útil dos parques eólicos.

**Em França**, a EDPR tem 306MW de capacidade em operação (+22MW no período). A produção eólica em França é vendida a uma tarifa fixa indexada à inflação e garantida por 15 anos. No 1T12, a tarifa média da EDPR em França atingiu os €87,4/MWh (+2%). **Na Bélgica**, o nosso parque eólico de 57MW vende a sua energia através de um CAE de 5 anos (maturidade em 2014) a um preço fixo de €112/MWh.

**Na Polónia**, a EDPR tem 2 parques eólicos em operação num total de 190 MW de capacidade: 1) o parque eólico de Margonin, com uma capacidade de 120 MW, cuja produção é vendida no mercado à vista (preço médio base de PLN198/MWh no 1T12, +7% no período) e em relação ao o qual a EDPR detém um contrato de 15 anos para a venda dos certificados verdes (CV) (as distribuidoras têm de pagar uma penalização por não entrega dos CV exigidos pela lei, que foi fixada em PLN286,7/MWh para 2012); e ii) o parque eólico de Korsze de 70MW, instalado em 2011, e cuja produção é vendida através de um CAE com maturidade de 10 anos. No 1T12, o preço médio de venda na Polónia fixou-se nos PLN424/MWh, o que representa uma redução de 4% no período, consequência da diferente estrutura contratual de preço associada aos 70MW do parque eólico de Korsze, instalados em 2011. No final de Mar-12, a EDPR tinha 80MW em construção na Polónia.

**Na Roménia**, a EDPR tem 285MW de capacidade em operação (+126MW no período). A produção eólica é vendida a 'preço de mercado + CV'. O preço de venda deste CV está sujeito a um valor mínimo e máximo fixados em Euros (para 2012, o mínimo foi fixado em €28,2/MWh e o máximo em €57,4/MWh. Em 2010, o governo aprovou a atribuição aos produtores eólicos de 2 CV por MWh produzido até 2017. A plena implementação do segundo CV (aprovada por lei em Jul-11) ocorreu apenas no final de 2011. No 1T12, o preço médio de venda da produção eólica na Roménia foi de RON602/MWh, o que representa um crescimento de 85%, consequência da plena implementação do segundo CV, o que tornou o mercado romeno um dos mais atractivos para o desenvolvimento de capacidade eólica.

**Em Itália**, no final de Mar-12, a EDPR tinha 40MW em construção. Para a capacidade instalada antes de Dez-12, existe um regime transitório em vigor, de acordo com o qual os produtores eólicos recebem o preço de mercado mais um CV até 2015; após 2015, estes parques eólicos irão transitar para um regime de tarifa fixa.

**No Brasil**, a EDPR tem 84MW de capacidade instalada (+70MW no período devido à entrada em operação do parque eólico de Tramandaí em Mai-11) todos remunerados ao abrigo do PROINFA, através de uma tarifa fixa actualizada à inflação por um período de 20 anos. No 1T12, o factor médio de utilização aumentou 7pp no período para 26%, consequência do contributo positivo dos 70MW instalados em Mai-11, enquanto o preço médio de venda aumentou 5% para \$R276/MWh, reflexo da actualização anual à inflação e de um preço médio de venda superior associado ao parque eólico de Tramandaí.

# Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



Income Statement (€ m)	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>478,2</b>	<b>461,2</b>	<b>3,7%</b>	<b>+17</b>
Fornecimentos e serviços externos	104,4	107,6	-3,0%	-3
Custos com pessoal	39,3	39,4	-0,4%	-0
Custos com benefícios sociais	6,9	19,5	-64,6%	-13
Outros custos operacionais (líquidos)	52,7	19,6	169%	+33
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>203,2</b>	<b>186,2</b>	<b>9,2%</b>	<b>+17</b>
<b>EBITDA</b>	<b>274,9</b>	<b>275,0</b>	<b>-0,0%</b>	<b>-0</b>
Provisões	0,1	6,6	-98,7%	-7
Amortizações líquidas	74,9	84,2	-11,1%	-9
<b>EBIT</b>	<b>200,0</b>	<b>184,2</b>	<b>8,6%</b>	<b>+16</b>

A actividade de redes reguladas na P. Ibérica inclui as actividades de distribuição de electricidade e gás em Portugal e Espanha, a actividade de comercialização de último recurso em Portugal e a actividade de transporte de gás em Espanha.

**O EBITDA das redes reguladas** manteve-se estável no 1T12 no montante de €275M devido à venda de activos de transmissão à REE (€27M) no 1T11, à alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões e actos médicos: os respectivos montantes, contabilizados como custos operacionais no 1T11 (€15M), são agora contabilizados ao nível dos resultados financeiros (€15M no 1T12). Excluindo estes impactos, o EBITDA cresceu 5% em termos homólogos (+€13M) suportado por um aumento dos proveitos regulados da distribuição de electricidade em Portugal devido ao aumento na taxa de retorno de 8,56% para 10,3% (melhor previsão com base na evolução média dos CDS 5 anos de Portugal), que compensou uma queda de 9% dos proveitos regulados da distribuição de electricidade em Espanha devido às recentes alterações regulatórias em Espanha (RDL 13/2012). Os **custos operacionais controláveis** diminuíram 2% face ao período homólogo devido a uma diminuição dos trabalhos de manutenção e maior eficiência. O **investimento operacional** aumentou 14% no período com enfoque na melhoria da qualidade de serviço.

Os **recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica** aumentaram de €1.408M em Mar-11 para €1.872M em Mar-12 impulsionado por um aumento na distribuição de electricidade e comerc. de último recurso em Portugal, principalmente devido ao défice tarifário relativo ao sobrecusto de 2012 que deverá totalizar €972M em Dez-12, criação de um diferimento de €141M relativo a desvios dos CMEC, maiores custo de aquisição da produção em regime especial e menor preço médio de venda dessa produção do que o estimado pelo regulador.

**O montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha** no final de Mar-12 totalizavam €346M (incluindo juros/actualizações financeiras): i) €203M do défice tarifário de 2011; ii) €140M relativos ao défice de 2010; e iv) €3M relativos ao défice acumulado dos anos 2006-09. No 1T12 foi securitizado um total de €3,3MM do deficit tarifário Espanhol pelo FADE (o fundo responsável pela securitização) dos quais cerca de €168M correspondem à nossa subsidiária HC Energia. Em Mar-12, o déficit total de espanhol pendente de securitização totalizava €7MM. Em Mar-12, o Supremo Tribunal de Espanha confirmou a solicitação realizada pelas *Utilities* para aumentar as tarifas, o que obrigou o Governo a implementar as seguintes medidas que irão permitir uma **redução do défice tarifário**: 1) o défice em excesso de €0.9MM em 2011 tem de ser cobrado na tarifa de 2012; 2) a diminuição da tarifa de acesso no 4T11 deverá ser revertida, e 3) o Governo terá de incluir na tarifa a melhor estimativa do défice tarifário previsto para 2012.

**O montante de recebimentos futuros da actividade de Distribuição de electricidade e comerc. de Último Recurso em Portugal** aumentou de €720M em Dez-11 para €1.041M em Mar-12 deveu-se a: **(1)** +€74M devido principalmente ao diferencial entre a compra e venda dos preços de produção em regime especial (sobrecusto) acima do esperado (€66.1/MWh no 1T12 vs. €46.6/MWh assumido pela ERSE), **(2)** €243M devido ao défice tarifário relativo ao sobrecusto do regime especial de 2012 que deverá totalizar €972M em Dez-12, **(3)** €135M essencialmente devido ao desvio tarifário negativo gerado na act. de distribuição de electricidade relacionado com o pagamento de défice tarifário ex-ante à REN no montante de €141M, que EDPD receberá em 2013 através das tarifas e **(4)** €149M recuperados através de tarifas do 1T12 referente a desvios tarifários negativos em anos anteriores.

**Relativamente à evolução futura dos recebimentos futuros da act. regulada nas act. de distribuição e comercialização de último recurso** implícito na versão final da ERSE para as tarifas de 2012 destacamos: **(1)** o diferimento do sobrecusto relativo ao regime especial no montante de €972M em Dez-12, a recuperar nas tarifas no período 2013-2016 e remunerados à taxa anual de 6,3%, **(2)** a criação de um diferimento de €141M relativo a desvios dos CMECs a ser remunerado à taxa anual de 4% e **(3)** €564M a serem recebidos nas tarifas de 2012 referente aos desvios negativos ocorridos em exercícios anteriores.

**O montante de recebimentos futuros dos CMECs** aumentou de €390M em Dez-11 para €463M em Mar-12 devido a: (1) €106M recuperados através das tarifas em 1T12 relacionadas com desvios negativos de 2011 e (2) € 178M de desvio negativo entre a margem bruta definida no CMEC e em mercado impulsionado por um tempo extremamente seco no trimestre (factor de produção hídrica caiu 80% relativamente a um ano médio). Este montante deverá ser recebido em até 24 meses através das tarifas de acesso, pagas por todos os consumidores de electricidade em Portugal.

Capex & Opex Performance	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos Controláveis (6)</b>	<b>143,6</b>	<b>147,1</b>	<b>-2,3%</b>	<b>-3</b>
Custos control./cliente (€/cliente)	17,85	18,30	-2,5%	-0
Custos control./km de rede (€/km)	552,0	571,3	-3,4%	-19
Empregados (#)	4.179	4.242	-1,5%	-64
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>81,7</b>	<b>69,5</b>	<b>17,4%</b>	<b>+12</b>
Rede de Distribuição (Km)	260,2	257,4	1,1%	+3

Regulatory Receivables (€ m)	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica</b>	<b>1.872,0</b>	<b>1.408,1</b>	<b>33%</b>	<b>+464</b>
<b>Espanha - Déficit Tarifário (4)</b>				
<b>Início do período</b>	<b>513,6</b>	<b>759,1</b>	<b>-32%</b>	<b>-245</b>
Défices tarifários anos anteriores (5)	(167,2)	-265,4	37%	+98
Gerado no período	-	25,6	-	-26
Outros (3)	-	12,0	-	-12
<b>Fim do período</b>	<b>346,4</b>	<b>531,2</b>	<b>-35%</b>	<b>-185</b>

Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Início do período</b>	<b>739,7</b>	<b>188,4</b>	<b>293%</b>	<b>+551</b>
Desvios tarifários anos anteriores (2)	(149,5)	22,0	-	-171
Gerado no período	454,9	325,3	40%	+130
Outros (3)	17,5	1,6	-	+16
<b>Fim do período</b>	<b>1.062,7</b>	<b>537,2</b>	<b>98%</b>	<b>+525</b>

Portugal - CMEC's	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Início do período</b>	<b>390,3</b>	<b>488,2</b>	<b>-20%</b>	<b>-98</b>
(Recuperado)/Devolvido no Período	(105,5)	-184,7	43%	+79
Gerado no período	178,2	36,2	392%	+142
Outros	-0,0	0,0	-	-0
<b>Fim do período</b>	<b>463,0</b>	<b>339,6</b>	<b>36%</b>	<b>+123</b>

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais + Rendas de Concessão) + Outros custos operac. (Líqu.)

(2) Inclui a venda a terceiros do direito a receber os défices/desvios tarifários bem como a recuperação ou devolução através das tarifas de desvios tarifários de anos anteriores. (3) Inclui juros relativos a desvios de anos anteriores.

(4) Líquido dos custos com "CO2 clawback". (5) Recuperação/pagamento de défices tarifários de períodos anteriores. (6) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal.

# Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>352,0</b>	<b>330,3</b>	<b>6,6%</b>	<b>+22</b>
Fornecimentos e serviços externos	78,0	78,8	-1,0%	-1
Custos com pessoal	31,3	31,4	-0%	-0
Custos com benefícios sociais	6,0	18,7	-67,8%	-13
Rendas de concessão	62,4	60,6	2,9%	+2
Outros custos operacionais (líquidos)	(1,5)	(2,6)	-	+1
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>176,2</b>	<b>186,8</b>	<b>-5,7%</b>	<b>-11</b>
<b>EBITDA</b>	<b>175,9</b>	<b>143,5</b>	<b>22,5%</b>	<b>+32</b>
Provisões	0,1	6,9	-99%	-7
Depreciações e amortizações líquidas	52,0	59,7	-13,0%	-8
<b>EBIT</b>	<b>123,8</b>	<b>77,0</b>	<b>61%</b>	<b>+47</b>

Margem Bruta	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (€ M)</b>	<b>352,0</b>	<b>330,3</b>	<b>6,6%</b>	<b>+22</b>
Margem bruta regulada	349,6	327,7	6,7%	+22
Margem bruta não-regulada	2,5	2,6	-4%	-0
<b>Rede de Distribuição</b>				
Proveitos regulados (€ M)	326,6	302,0	8,1%	+25
Electricidade distribuída (GWh)	11.716	12.208	-4,0%	-492
Pontos de ligação à rede (mil)	6.118,6	6.147,8	-0,5%	-29
<b>Comercialização de Último Recurso</b>				
Proveitos regulados (€ M)	23,5	26,2	-10,4%	-3
Clientes fornecidos (mil)	5.626,8	5.787,3	-2,8%	-161
Electricidade vendida (GWh)	5.748	7.084	-19%	-1.336

Investimento & Custos Operac.	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos Controláveis (4)</b>	<b>109,3</b>	<b>110,1</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-1</b>
Custos control./cliente (€/cliente)	17,9	17,9	-0,3%	-0
Custos control./km de rede (€/km)	489,6	498,5	-1,8%	-9
Empregados (#)	3.574	3.623	-1,4%	-49
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>59,8</b>	<b>51,5</b>	<b>16%</b>	<b>+8</b>
Rede de distribuição (Km)	223,2	220,9	1,0%	+2
Tempo de interrup. equivalente (min.) (5)	8	21	-60%	-13

O EBITDA reportado das actividades de distribuição e comercialização de último recurso em Portugal foi de €176M no período. De realçar que a EDP alterou a sua política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões e actos médicos: os respectivos montantes, que até agora eram contabilizados como custos operacionais são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros. Isto implicou uma diminuição nos custos com benefícios sociais de €14M no 1T12 nesta actividade. **Excluindo o impacto desta reclassificação no 1T11 (€14M), o EBITDA aumentou 11% (+€18M).** Este aumento deve-se a um aumento da taxa de retorno sobre activos e menor sensibilidade a alterações do consumo.

Em 15-Dez-11, a ERSE publicou a versão final dos parâmetros para o período regulatório 2012-2014 e proveitos regulados para a actividade de distribuição de electricidade e de comercialização de último recurso em Portugal. A ERSE definiu: (1) um aumento médio anual das tarifas de electricidade em Portugal de 4%, (2) **uma taxa de retorno sobre os activos de 9,5% em 2012 numa base preliminar** (vs. 8,56% em 2011), baseado no pressuposto de 780pb para os CDS a 5 anos da República Portuguesa e de uma correlação positiva com a média móvel desta variável (revista anualmente e limitada ao intervalo entre 8,0% e 11,0% para 2012-2014), (3) **receitas reguladas da actividade de distribuição no montante de €1.286M em 2012**, dos quais apenas 13% dependem da electricidade distribuída e 10% do número de pontos de ligação; (4) **receitas reguladas do comercializador de último recurso de €94M em 2012** (5) previsão para o volume de electricidade distribuída em 2012 definido em 47,6TWh (2,3% abaixo do valor registado em 2011) e (6) previsão de volume de regime especial de 19,6TWh (7,1% acima da produção de 2011).

Os **proveitos regulados da actividade de distribuição** aumentaram €25M para €327M no 1T12, no seguimento de: (1) um impacto positivo de €13M devido a um aumento do retorno sobre o RAB (10,3% em 2012 numa base preliminar vs. 8,56% em 2011). A remuneração dos activos foi fixada numa base preliminar indexada à média dos CDS 5 anos da República Portuguesa entre Out-11 e Set-12, e (2) um impacto negativo de €3M relativo à energia distribuída ter ficado abaixo da previsão realizada pela ERSE.

No 1T12, a **electricidade distribuída** caiu 4% em termos homólogos suportada pelo menor consumo nos segmentos residencial, de PMEs e de iluminação pública, afectados pelo aumento de impostos incidentes sobre o consumo de electricidade (IVA subiu de 6% para 23% em Out-11). O número de pontos de abastecimento diminuiu 0,5% levando a um impacto imaterial ao nível da margem bruta (-€0,1M).

Os **proveitos regulados da actividade do comercializador de último recurso** diminuíram 10% para €23M devido à passagem de clientes para o mercado liberalizado, especialmente no segmento industrial, em linha com o calendário de liberalização do mercado Português de fornecimento de electricidade. O volume de energia fornecida pelo comercializador de último recurso caiu 19% em termos homólogos para 5,7TWh e como resultado, a quota de mercado em termos de electricidade comercializada caiu de 58% no 1T11 para 49% no 1T12.

**EBIT** aumentou 61% face ao período homólogo devido a menores provisões para assuntos legais no 1T12 e uma diminuição não recorrente das amortizações líquidas no montante de €7M.

O **investimento operacional** no 1T12 aumentou 16% para €60M. O Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) acumulado no 1T12 foi de 8 minutos o que reflecte uma melhoria significativa face ao 1T11, em resultado do investimento em melhoria da qualidade de Serviço e beneficiando de condições meteorológicas sem eventos extraordinários.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais + Rendas de Concessão) + Outros custos operac. (Líqu.)

(2) Inclui a recuperação ou devolução através das tarifas de desvios tarifários de anos anteriores. (3) Inclui juros relativos a desvios de anos anteriores.

(4) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal. (5) Ajustado de impactos não recorrentes (tempestades, incêndios ...etc).

# Redes Electricidade e Gás em Espanha e Rede de Gás em Portugal



DR Operacional (€ M)	Electricidade Espanha			Gás Espanha			Gás Portugal		
	1T12	1T11	% Δ	1T12	1T11	% Δ	1T12	1T11	% Δ
<b>Margem Bruta</b>	<b>40,4</b>	<b>46,1</b>	<b>-12%</b>	<b>65,6</b>	<b>63,9</b>	<b>2,6%</b>	<b>20,2</b>	<b>21,0</b>	<b>-3,8%</b>
FSEs	11,6	13,4	-14%	10,4	11,5	-9,3%	4,4	4,0	11%
Custos Pessoal	4,8	4,6	2,3%	2,7	2,9	-7,2%	0,5	0,5	0,1%
Custos Benefícios sociais	0,7	0,7	-3,6%	0,1	0,1	52%	0,1	0,0	102%
Outros custos operac. (líq.)	(7,5)	(38,6)	81%	(0,3)	0,7	-	(0,4)	(0,4)	-5,5%
<b>Custos Operac. Líquidos (1)</b>	<b>9,5</b>	<b>(19,8)</b>	<b>-</b>	<b>12,9</b>	<b>15,1</b>	<b>-14%</b>	<b>4,6</b>	<b>4,2</b>	<b>11%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>30,9</b>	<b>65,9</b>	<b>-53%</b>	<b>52,7</b>	<b>48,8</b>	<b>7,9%</b>	<b>15,5</b>	<b>16,8</b>	<b>-7,4%</b>
Provisões	0,0	-	-	0,0	(0,3)	-	0,0	0,0	0,0%
Depr. e Amortizações líquidas	7,6	7,2	4,4%	12,0	14,2	-16%	3,3	3,0	9,4%
<b>EBIT</b>	<b>23,3</b>	<b>58,7</b>	<b>-60%</b>	<b>40,6</b>	<b>34,8</b>	<b>17%</b>	<b>12,2</b>	<b>13,7</b>	<b>-11%</b>
<b>Investimento operacional</b>	<b>8,5</b>	<b>6,1</b>	<b>39%</b>	<b>6,2</b>	<b>5,7</b>	<b>8%</b>	<b>7,2</b>	<b>6,3</b>	<b>14,0%</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>40,4</b>	<b>46,1</b>	<b>-12%</b>	<b>65,6</b>	<b>63,9</b>	<b>2,6%</b>	<b>20,2</b>	<b>21,0</b>	<b>-3,8%</b>
Margem Bruta Regulada	37,8	41,6	-9,2%	58,2	56,3	3,4%	15,6	15,2	2,3%
Margem Bruta não-regulada	2,6	4,4	-42%	7,4	7,6	-2,7%	4,6	5,7	-20%

Actividade Redes Reguladas	1T12	1T11	% Δ	Abs. Δ
<b>Nº Pontos Ligação (mil)</b>				
Electricidade Espanha	655,7	652,3	0,5%	+3
Gás Espanha	997,9	984,8	1,3%	+13
Gás Portugal	276,3	251,8	10%	+24
<b>Energia Distribuída (GWh)</b>				
Electricidade Espanha	2.435	2.571	-5,3%	-136
Gás Espanha	17.233	14.485	19%	+2.749
Gás Portugal	2.211	2.054	7,6%	+157
<b>Rede (Km)</b>				
Electricidade Espanha	22.692	22.639	0,2%	+53
Gás Espanha	10.188	9.997	1,9%	+191
Gás Portugal	4.165	3.853	8,1%	+312
<b>Empregados (#)</b>				
Electricidade Espanha	324	328	-1,4%	-5
Gás Espanha	217	226	-4,0%	-9
Gás Portugal	64	65	-1,5%	-1

## DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade distribuição de electricidade em Espanha diminuiu 53% (€35M) para €31M no 1T12 reflectindo sobretudo: i) o impacto negativo do Decreto-Lei 13/2012, o que implicou uma descida de 9% dos proveitos regulados que totalizaram €38M no 1T12 e ii) a inclusão de €27M de um ganho não recorrente relativo à venda dos activos de transporte à REE no 1T11. Excluindo este último impacto, o EBITDA caiu 20% no 1T12 (€8M) o que compensou o impacto positivo da diminuição dos custos controláveis devido a maior eficiência.

Em Dez-11, o Governo Espanhol publicou uma Portaria com a remuneração da actividade regulada de distribuição de energia elétrica. Os proveitos regulados atribuídos à HC Distribución para 2012 ascenderam a €169,3M (excluindo o transporte). Em Mar-12, o Governo Espanhol publicou o Decreto-Lei 13/2012 que reduziu os **proveitos regulados atribuídas à HC Distribución para 2012** para €151.4M (-11%).

A electricidade distribuída pela HC Distribución na região das Astúrias desceu 5,3% no 1T12, penalizada pela menor procura do segmento industrial.

## REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha aumentou 8% (€+4M) para €53M no 1T12 devido principalmente ao aumento de 3% dos proveitos regulados (€+2M) e uma diminuição de 14% nos custos operacionais líquidos suportado por: i) uma descida de 9% nos fornecimentos e serviços externos devido a menores custos com marketing e serviços de TI e ii) uma diminuição de outros custos operacionais (-€1M).

Os **proveitos regulados** aumentaram 3% suportado por um crescimento de 1% no número de pontos de abastecimento e um aumento de 2% da rede de distribuição. O aumento extraordinário de 19% do volume de gás distribuído para 17,2 GWh, deveu-se à ligação do terminal de GNL em Cartagena na região de Múrcia.

Em Dez-11, foi publicada uma Ordem Ministerial que fixou a remuneração para as actividades reguladas de gás. Os **proveitos regulados** atribuíveis à Naturgas Energia (NGE) em 2012 totalizam €232M, incluindo a rede de transporte de gás da Naturgas (€25.9M).

## REDE DE GÁS REGULADO EM PORTUGAL

O EBITDA da actividade regulada de gás em Portugal diminuiu 7% (-€1M) face ao período homólogo para €16M no 1T12. O **gás distribuído subiu 8% no período**, suportado pelo aumento de 10% no número de pontos de abastecimento, justificado pelo esforço de densificação da rede na região operada pela EDP.

Em Jun-11, o regulador Português (ERSE) estabeleceu as **tarifas para o ano gás Jul-11 a Jun-12**, tendo definido 9% de retorno para os activos para a distribuição de gás, traduzindo-se em proveitos regulados de €65M. A ERSE propôs um aumento médio de 3,9% na tarifa de último recurso para pequenos clientes (consumo ≤10.000 m3/ano) e uma redução de 6,1% nas tarifas de acesso para grandes clientes (consumo >10.000 m3/ano). Em Abr-12, a ERSE publicou uma proposta preliminar para as tarifas de gás para o próximo período regulatório 2012-13 (proposta final a ser publicado até 15-Jun-12) propondo um aumento médio de 6,9% na tarifa de último recurso para pequenos clientes (consumo ≤ 500 m3/ano).

Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)				Consolidado (€ M)				Energias do Brasil	1T12	1T11	Δ %
	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.				
<b>Margem Bruta</b>	<b>601,2</b>	<b>647,3</b>	<b>-7,1%</b>	<b>-46</b>	<b>259,5</b>	<b>283,9</b>	<b>-8,6%</b>	<b>-24</b>	Cotação no fim do período (R\$/acção) (2)	13,96	13,23	5,5%
Fornecimentos e serviços externos	106,3	93,7	14%	+13	45,9	41,1	12%	+5	Total de acções (milhões) (2)	476,4	476,4	-
Custos com Pessoal	76,5	59,0	30%	+17	33,0	25,9	28%	+7	Acções próprias (milhões) (2)	0,8	0,8	-
Custos com benefícios Sociais	8,2	12,6	-34%	-4	3,6	5,5	-36%	-2	Nº de acções detidas pela EDP (milhões) (2)	243,0	308,7	-21%
Outros custos operacionais (líquidos)	(0,9)	30,2	-	-31	(0,4)	13,3	-	-14	Euro/Real - Taxa de fim do período	2,43	2,31	-5,2%
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>190,2</b>	<b>195,5</b>	<b>-2,7%</b>	<b>-5</b>	<b>82,1</b>	<b>85,8</b>	<b>-4,3%</b>	<b>-4</b>	Euro/Real - Taxa média do período	2,32	2,28	-1,6%
<b>EBITDA</b>	<b>411,0</b>	<b>451,8</b>	<b>-9,0%</b>	<b>-41</b>	<b>177,4</b>	<b>198,2</b>	<b>-10%</b>	<b>-21</b>	Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	3,2%	-	-
Provisions	5,8	2,0	189%	+4	2,5	0,9	184,0%	+2	Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,60	1,16	-
Depreciações e amortizações líquidas	83,7	83,2	0,7%	+1	36,1	36,5	-0,9%	-0	Custo Médio da Dívida (%)	8,98	9,40	-42 p.b
<b>EBIT</b>	<b>321,4</b>	<b>366,6</b>	<b>-12%</b>	<b>-45</b>	<b>138,7</b>	<b>160,8</b>	<b>-14%</b>	<b>-22</b>	Taxa de Juro Média (CDI)	9,74	10,49	-75 p.b
Result. da alienação de act. financ.	-	0,0	-	-0	-	0,0	-	-0	Empregados (#)	2.527	2.392	+135
Resultados financeiros	(40,6)	(47,7)	15%	+7	(17,5)	(20,9)	-16%	+3	<b>Dados relevantes de Balanco (R\$ M)</b>	<b>1T12</b>	<b>1T11</b>	<b>Δ %</b>
Resultados em associadas	(1,8)	(1,2)	-50%	-1	(0,8)	(0,5)	-	-0	Dívida líquida	2.626	2.101	25%
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>278,9</b>	<b>317,7</b>	<b>-12%</b>	<b>-39</b>	<b>120,4</b>	<b>139,3</b>	<b>-14%</b>	<b>-19</b>	Recebimentos futuros da actividade regulada	7	(36)	-
<b>Investimento Operacional</b>	<b>206,0</b>	<b>143,6</b>	<b>43%</b>	<b>+62</b>	<b>88,9</b>	<b>63,0</b>	<b>41%</b>	<b>+26</b>	Interesses não controláveis	1.943	1.872	3,8%
Manutenção	76,6	73,9	4%	+3	33,1	32,4	2%	+1	Valor contabilístico	4.840	4.786	1,1%
Expansão	129,4	69,7	86%	+60	55,9	30,6	83%	+25	<b>Resultados Financeiros (R\$ M)</b>	<b>1T12</b>	<b>1T11</b>	<b>Δ %</b>
									Juros financeiros líquidos	(66,5)	(58,2)	-14%
									Custos capitalizados	25,3	21,9	15%
									Diferenças Cambiais	(3,4)	(4,7)	27%
									Outros	4,1	(6,7)	-
									<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(40,6)</b>	<b>(47,7)</b>	<b>15%</b>

As demonstrações financeiras da EDP – Energias do Brasil (EDPB) para o 1T12 reflectem uma alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: estes montantes, contabilizados no 1T11 como custos operacionais são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros (R\$7M no 1T12 e R\$6M no 1T11).

**Em moeda local, o EBITDA da EDPB diminuiu 9%** dado que o impacto positivo de uma alocação de maiores volumes contratados no 1T12 vs. 1T11 no negócio da produção foi mais do compensado por uma queda da margem bruta no negócio da distribuição no seguimento do impacto de desvios tarifários (-R\$48M no 1T12 vs. +R\$17M no 1T11) e do congelamento das tarifas da Bandeirante de Out-11 a Out-12.

Os custos operacionais líquidos mantiveram-se estáveis. Os FSE subiram 14%, justificado pela actualização à inflação dos contratos dos nossos fornecedores e de custos relacionados com o programa adicional de manutenção preventiva de redes (R\$5M). Os custos com pessoal reflectem indemnizações não recorrentes relativas a programas de reestruturação de efectivos cobrindo 5% do número de empregados no nosso negócio da distribuição (R\$11M). Ajustado por este efeito, os custos com pessoal subiram 11%, reflectindo a actualização salarial anual de +1,0% em Mar-11 e de +7,3% em Nov-11 e também maior número médio de empregados devido à internalização de custos no seguimento de níveis de *outsourcing* mais baixos requeridos pelo regulador. Estes impactos foram compensados por outros custos operacionais líquidos negativos resultantes de ganhos obtidos com a venda de edifícios no 1T12 (R\$15M) ao passo que no 1T11 tinham sido registados abates em alguns activos de distribuição (R\$8M).

Os efeitos cambiais contribuíram negativamente com -€3M no EBITDA consolidado da EDPB dado que o Real deprecou-se 2% vs. o Euro.

**Os custos financeiros líquidos diminuiram R\$7M para R\$41M** devido sobretudo por multas não recorrentes que outras empresas de produção tiveram que pagar às nossas distribuidoras. Apesar do decréscimo no custo da dívida, no seguimento da redução na taxa dos Certificados de Depósito Interbancário, os custos financeiros aumentaram, devido a uma dívida financeira mais elevada e também a remunerações mais baixas nas nossas aplicações financeiras. Os custos capitalizados subiram em resultado de trabalhos em curso mais altos devido a Pécem e Jari.

**A dívida líquida subiu 25%** devido sobretudo ao investimento de expansão na construção da central de carvão de Pecém e da central hídrica de Jari. O prazo médio da dívida era de 4,5 anos em Mar-12. Em Mar-12, **aprox. 100% da dívida estava denominado em moeda local** ou protegida de variação cambial através de derivados.

**Em suma, o resultado antes de imposto da EDPB no 1T12 decresceu 12%.**

Em Jul-11, a EDP alienou 21,9 milhões de acções da EDPB numa oferta de distribuição pública secundária, a um preço de R\$37,00, reduzindo a sua participação de 64,8% para 51,0% e realizando um encaixe financeiro total bruto de aprox. R\$811M.

Na Assembleia Geral de Accionistas da EDPB de Abr-12 foi aprovado um desdobramento de todas as acções ordinárias da empresa por um rácio de 1:3. Assim, desde 11 de Abril de 2012, o número de acções emitidas é de 476.415.612. Foi igualmente aprovado o pagamento do **dividendo anual de 2011** no valor de R\$370,2M (R\$0,777 por acção), sendo 5,0% superior ao dividendo de 2010.

# Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>326,3</b>	<b>422,6</b>	<b>-23%</b>	<b>-96</b>
Forn. e serviços externos	81,5	71,7	14%	+10
Custos com Pessoal	54,7	40,7	34%	+14
Custos com benefícios Sociais	6,7	10,7	-38%	-4
Outros custos operac. (Liq.)	2,6	26,3	-90%	-24
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>145,5</b>	<b>149,4</b>	<b>-2,6%</b>	<b>-4</b>
<b>EBITDA</b>	<b>180,8</b>	<b>273,1</b>	<b>-34%</b>	<b>-92</b>
Provisões	5,3	2,1	155%	+3
Deprec. e amortizações líquidas	43,7	41,7	4,7%	+2
<b>EBIT</b>	<b>131,9</b>	<b>229,4</b>	<b>-42%</b>	<b>-97</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>1T12</b>	<b>1T11</b>	<b>Δ %</b>	<b>Δ Abs.</b>
<b>Margem Regulatória</b>	<b>374</b>	<b>406</b>	<b>-7,7%</b>	<b>-31</b>
Desvio Tarifário do Período (3)	(48)	30	-	-78
Desvios Períodos Anteriores (2)	(5)	(4)	28%	-1
Outros	5	(9)	-	+14
<b>Margem Bruta</b>	<b>326</b>	<b>423</b>	<b>-23%</b>	<b>-96</b>
<b>Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)</b>	<b>7</b>	<b>(36)</b>	<b>-</b>	<b>+43</b>
<b>Cientes Ligados (Milhares)</b>	<b>2.853,4</b>	<b>2.767,5</b>	<b>3,1%</b>	<b>+86</b>
Bandeirante	1.553,2	1.514,4	2,6%	+39
Escelsa	1.300,2	1.253,1	3,8%	+47
<b>Electricidade Distribuída (GWh)</b>	<b>6.202</b>	<b>6.185</b>	<b>0,3%</b>	<b>+17</b>
Bandeirante	3.662	3.641	0,6%	+21
Escelsa	2.540	2.544	-0,1%	-4
Dos quais:				
Cientes Mercado Livre (GWh)	2.300	2.339	-1,7%	-39
<b>Electricidade Vendida (GWh)</b>	<b>3.902</b>	<b>3.846</b>	<b>1,5%</b>	<b>+56</b>
<b>Bandeirante</b>	<b>2.325</b>	<b>2.307</b>	<b>0,8%</b>	<b>+19</b>
Resid., Comerc. e Outros	1.608	1.546	4,0%	+62
Industrial	718	761	-5,7%	-43
<b>Escelsa</b>	<b>1.576</b>	<b>1.539</b>	<b>2,4%</b>	<b>+37</b>
Resid., Comerc. e Outros	1.312	1.277	2,8%	+35
Industrial	264	262	0,9%	+2
<b>Investimento e Custos Operac.</b>	<b>1T12</b>	<b>1T11</b>	<b>Δ %</b>	<b>Δ Abs.</b>
<b>Custos controláveis (4)</b>	<b>136,2</b>	<b>112,4</b>	<b>21%</b>	<b>+24</b>
Custos control./cliente (R\$/cliente)	47,7	40,6	18%	+7
Custos control./km rede (R\$/km)	1,6	1,3	19,4%	+0
Empregados (#)	1.990	1.981	0,5%	+9
<b>Invest. Operacional (R\$M)</b>	<b>67,1</b>	<b>72,4</b>	<b>-7,3%</b>	<b>-5</b>
Rede de Distribuição ('000 Km)	86,2	85,0	1,5%	+1

Na actividade de distribuição no Brasil, o EBITDA no 1T12 diminuiu 34% vs. 1T11, devido ao impacto negativo dos desvios tarifários (-R\$65M) e do congelamento das tarifas da Bandeirante de Out-11 a Out-12.

No que concerne a alterações regulatórias, em Ago-10, a Escelsa iniciou um novo período regulatório de 3 anos (entre Ago-10 a Jul-13) com um retorno sobre o RAB fixado em 9,95% depois de impostos. Em Out-11 o regulador decidiu manter inalteradas as tarifas para a Bandeirante, dado que a metodologia para o 3º ciclo de revisão tarifária não tinha sido definido. Entretanto, a discussão sobre a nova metodologia para o terceiro ciclo de revisão tarifária, que começou em Set-10, resultou na publicação pela ANEEL das alterações regulatórias onde se estabelece um novo retorno sobre o RAB em 7,5% após impostos. A nova metodologia será apenas aplicada no próximo período regulatório (a partir de Out-12 mas com efeitos retroactivos a Out-11 para a Bandeirante e a partir de Aug-13 para a Escelsa).

Volumes de energia vendida e distribuída em 1T12: volume de energia vendida a clientes finais cresceu 1,5% face ao 1T11, devido ao aumento no segmento residencial, comercial e outros de 3,4%, explicado por um incremento de 3,1% no número de clientes, no seguimento da reduzida taxa de desemprego e aumento do rendimento das famílias. Contudo, tal foi parcialmente compensado por uma queda de 4,0% no segmento industrial, fruto da redução da actividade industrial bem como da migração de clientes para o mercado livre. A electricidade distribuída subiu 0,3%, penalizada pelos clientes no mercado livre, na sua maioria industriais, devido ao abrandamento da actividade industrial na área de concessão da Bandeirante e também devido a paragens para manutenção de alguns clientes e o retomar da autoprodução em alguns clientes na área da Escelsa.

Os desvios tarifários ao nível da margem bruta influenciaram de forma negativa os resultados do 1T12 (-R\$48M) ao passo que no 1T11 tinham contribuído de forma positiva (+R\$17M). A margem bruta da distribuição inclui o impacto de desvios tarifários face às receitas reguladas anuais. No seguimento do congelamento das suas tarifas em Out-11, a Bandeirante tem enfrentado maiores custos de energia, de transporte e encargos sectoriais do que os que foram considerados nas tarifas. Por outro lado, as tarifas da Bandeirante ainda não incluem a nova metodologia no que respeita à menor taxa de retorno sobre o RAB, que será revista em Out-12 com impactos retroactivos a Out-11.

Os desvios tarifários passados que estão a ser devolvidos pela EDPB através das tarifas, ascenderam a R\$5M no 1T12, valor em linha com o do 1T11. Por outro lado, foi criado no 1T12 um desvio tarifário do período de -R\$48M (vs. um desvio tarifário de +R\$30M no 1T11). Este desvio tarifário foi criado devido: (i) custos incorridos com o transporte e encargos sectoriais não considerados nas tarifas; (ii) custos mais elevados de energia do que os reflectidos nas tarifas; (iii) maiores descontos nas tarifas de distribuição concedidos a clientes do mercado livre, em virtude da migração de diversos clientes para o mercado liberalizado.

Consequentemente, os recebimentos futuros da actividade regulada aumentaram de R\$36M a devolver ao sistema em Mar-11 para R\$7M em Mar-12 a ser recebido pela EDPB a partir da próxima revisão anual tarifária.

Os custos operacionais controláveis aumentaram 21% no 1T12, fruto de: (i) custos mais elevados com pessoal, reflectindo não só a actualização salarial anual de +1,0% em Mar-11 e de +7,3% em Nov-11 e um ligeiro aumento no número médio de empregados como ainda custos adicionais não recorrentes com indemnizações relacionadas com programas de reestruturação de efectivos (R\$11M) o que implicará uma redução de 5% no número de empregados e (ii) FSE mais altos, reflexo do programa de manutenção preventiva adicional de redes iniciada no 2S11 para cumprimento dos requisitos de qualidade de serviço impostos pelo regulador.

Os outros custos operacionais desceram R\$24M no 1T12 explicado sobretudo por impactos não recorrentes de abates de alguns activos de distribuição no 1T11 (R\$8M) e de ganhos obtidos com a venda de edifícios no 1T12 (R\$15M)

O investimento operacional caiu 7% para R\$67M, devido sobretudo a níveis mais reduzidos de investimento nomeadamente na Bandeirante, em TI e redução de perdas. A maior parte do investimento foi destinada a projectos de expansão de rede e de reforço da qualidade de serviço.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.)

(2) Desvios tarifários que a EDP está a recuperar na actual tarifa, relacionados com montantes devidos pelo sistema, que tiveram no passado um impacto negativo na margem bruta

(3) Estes desvios tarifários a serem gerados no actual período serão recuperados pela EDP através das tarifas no próximo ajustamento anual da tarifa.

(4) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal

# Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>252,5</b>	<b>207,2</b>	<b>22%</b>	<b>+45</b>
Fornecimentos e serviços externos	16,5	13,7	21%	+3
Custos com pessoal	10,3	10,3	0,6%	+0
Custos com benefícios Sociais	1,0	0,7	48%	+0
Outros custos operacionais (líquidos)	1,2	0,8	53%	+0
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>29,0</b>	<b>25,4</b>	<b>14%</b>	<b>+4</b>
<b>EBITDA</b>	<b>223,5</b>	<b>181,8</b>	<b>23%</b>	<b>+42</b>
Provisões	0,2	0,0	560%	+0
Deprec. e amortizações líquidas	37,1	46,5	-20%	-9
<b>EBIT</b>	<b>186,2</b>	<b>135,3</b>	<b>38%</b>	<b>+51</b>

Produção	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (R\$ M)</b>	<b>252,5</b>	<b>207,2</b>	<b>22%</b>	<b>+45</b>
Lajeado	97,3	72,9	33%	+24
Peixe Angical	91,7	78,4	17%	+13
Energest (15 centrais hídricas)	63,3	55,9	13%	+7
<b>Capacidade Instalada - Hídrica (MW)</b>	<b>1.790</b>	<b>1.735</b>	<b>3,2%</b>	<b>+55</b>
Lajeado	903	903	-	-
Peixe Angical	499	452	10%	+47
Energest (15 centrais hídricas)	389	380	2,2%	+9
<b>Energia Vendida (GWh)</b>	<b>2.102</b>	<b>1.982</b>	<b>6,1%</b>	<b>+120</b>
Lajeado	832	826	0,8%	+6
Peixe Angical	632	591	6,9%	+41
Energest (15 centrais hídricas)	637	564	13%	+73
<b>Preço Médio de Venda (R\$/MWh)</b>	<b>128,8</b>	<b>126,2</b>	<b>2,1%</b>	<b>+3</b>
Lajeado	116,5	110,6	5%	+6
Peixe Angical	171,2	157,4	8,8%	+14
Energest (15 centrais hídricas)	121,9	116,3	4,8%	+6
<b>Investimento Operac. (R\$ Milhões)</b>	<b>138,7</b>	<b>70,9</b>	<b>96%</b>	<b>+68</b>
Manutenção	9,3	1,2	688%	+8
Expansão	129,4	69,7	86%	+60
Pécem	82,9	65,7	26%	+17
Jari	45,6	-	-	+46
Outros	1,0	3,9	-75%	-3
<b>Empregados (#)</b>	<b>376</b>	<b>262</b>	<b>44%</b>	<b>+114</b>

Comercialização	1T12	1T11	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	20,0	16,0	25%	+4
Custos operacionais (R\$ M)	(6,7)	0,3	-	-7
EBITDA (R\$ M)	26,7	15,8	69%	+11
Vendas electricidade (GWh)	2.512	2.330	7,8%	+182
Número de clientes (#)	166	89	87%	+77

**O EBITDA da actividade de produção aumentou 23% no período**, suportado essencialmente pela actualização dos CAE à inflação e por volumes de energia vendida mais elevados no 1T12 vs 1T11.

**A capacidade instalada aumentou 55MW** como consequência de (i) reconhecimento de capacidade adicional em Peixe Angical pela ANEEL (47MW) e (ii) conclusão de uma parte da repotenciação de Mascarenhas (9MW), ambos no 2T11.

**O volume de electricidade vendida cresceu 6,1% no 1T12**, reflexo sobretudo do aumento da capacidade média instalada e da alocação anual dos volumes contratados, o que implicou a subida da margem bruta em R\$45M. Em Dez-11 era expectável uma subida no preço de mercado no 1T12. Assim, as empresas de distribuição optaram por uma alocação anual mais alisada vs. 2011, solicitando maiores volumes de electricidade contratada para o 1S12 vs. 1S11. Durante os meses de Fevereiro e Março as reservas hídricas caíram significativamente devido ao tempo seco, o que originou uma subida no preço de mercado (R\$66,6/MWh no 1T12 vs. R\$33,6/MWh no 1T11)

**O preço médio de venda aumentou 9% no 1T12** suportado por uma actualização dos contratos à inflação. A quase totalidade da capacidade instalada da EDPB é contratada sob CAE com uma maturidade média de 15 anos.

O aumento do número de empregados não se reflectiu no aumento de custos com pessoal dado tratarem-se de empregados ligados a Pécem, cujos custos estão ainda a ser capitalizados.

**As depreciações e amortizações líquidas caíram R\$9M para R\$37M** dado que no 1T11 foram reconhecidos abates referentes a custos de desenvolvimento de projectos de *pipeline* da produção (biomassa).

**O investimento operacional praticamente duplicou, subindo para R\$139M**. O investimento operacional de expansão representa 93%, dos quais 64% referem-se à construção da central a carvão de Pécem e 35% à central hidroeléctrica de Jari. A EDPB já investiu um total de R\$1.654M no Pécem e R\$101M em Jari. A entrada em serviço de Jari é esperada para 2015.

**Na central de carvão Pécem (720MW)**, a EDPB detém uma parceria de 50% com a MPX Mineração e Energia. As condições contratadas com o sistema Brasileiro de electricidade incluem a disponibilidade de uma capacidade instalada de 615MW a partir de Jan-12 por um prazo de 15 anos. Por motivos de força maior, a ANEEL aprovou a prorrogação da data de comissionamento e disponibilidade da central para 23-Jul-2012 ou até à data de comissionamento se anterior àquela data. Pécem irá proporcionar um EBITDA estimado (quota-parte de 50% correspondente à EDPB) de R\$200M nos primeiros 12 meses de funcionamento com "repassé" dos custos de combustível. Este projecto está financiado com dívida de longo prazo, que já está contratada.

Em Jun-11, a EDPB anunciou a aquisição da ECE Participações que detém actualmente o controlo total dos direitos de exploração do **aproveitamento hidroeléctrico de Santo António do Jari**, um projecto de 373MW de capacidade instalada (decorrente de aprovação pelo regulador de 73MW adicionais, a crescer aos 300MW iniciais), encontrando-se 190MW médios contratados através de um CAE a 30 anos a um preço de R\$140/MWh. O desembolso total situar-se-á entre R\$ 1.270M e R\$ 1.410M (25% em 2011, 31% em 2012, 31% em 2013 e 13% em 2014). Em Set-11 o regulador aprovou o aumento de 73MW de capacidade instalada. Em Ago-11, iniciaram-se os trabalhos preliminares de construção tendo em Out-11 sido emitidas obrigações no valor de R\$300M e contratado um empréstimo-ponte com o Banco do Brasil, no valor de R\$360M, ambos com uma maturidade de 2 anos e com um custo de 110,5% e 109% sobre a CDI, respectivamente.

**A actividade de trading e comercialização** é desempenhada pela subsidiária Enertrade no mercado livre através do fornecimento de energia a grandes clientes industriais sem incorrer em riscos materiais no mercado energético. **No 1T12, o EBITDA cresceu 69% para R\$27M**, fruto de: (i) aumento do volume comercializado em 8%; (ii) incremento das margens unitárias e (iii) compensação recebida de um cliente pelo cancelamento do contrato de energia (R\$6M)



# Demonstrações de Resultados & Anexos

# Demonstração de Resultados por Área de Negócio



<b>1T12</b> (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
<b>Margem Bruta</b>	<b>241,2</b>	<b>193,9</b>	<b>478,2</b>	<b>309,6</b>	<b>259,5</b>	<b>(44,8)</b>	<b>1.437,6</b>
Fornecimentos e serviços externos	18,5	64,6	104,4	57,3	45,9	(74,3)	216,3
Custos com pessoal	18,3	24,6	39,3	12,2	33,0	27,1	154,5
Custos com benefícios sociais	0,0	1,4	6,9	1,5	3,6	1,5	15,0
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	7,4	8,7	52,7	(24,9)	(0,4)	4,8	48,4
<b>Custos Operacionais</b>	<b>44,2</b>	<b>99,3</b>	<b>203,2</b>	<b>46,2</b>	<b>82,1</b>	<b>(40,9)</b>	<b>434,2</b>
<b>EBITDA</b>	<b>197,0</b>	<b>94,5</b>	<b>274,9</b>	<b>263,5</b>	<b>177,4</b>	<b>(3,9)</b>	<b>1.003,5</b>
Provisões	(0,1)	(3,0)	0,1	0,0	2,5	3,5	3,0
Depreciações e amortizações líquidas (1)	48,4	65,0	74,9	114,4	36,1	11,6	350,3
<b>EBIT</b>	<b>148,8</b>	<b>32,6</b>	<b>200,0</b>	<b>149,0</b>	<b>138,7</b>	<b>(19,0)</b>	<b>650,2</b>

<b>1T11</b> (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
<b>Margem Bruta</b>	<b>246,1</b>	<b>229,5</b>	<b>461,2</b>	<b>254,2</b>	<b>283,9</b>	<b>(43,5)</b>	<b>1.431,4</b>
Fornecimentos e serviços externos	19,7	62,0	107,6	55,1	41,1	(77,2)	208,3
Custos com pessoal	22,3	23,8	39,4	11,2	25,7	23,4	145,9
Custos com benefícios sociais	0,0	2,6	19,5	0,9	5,7	4,4	33,1
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	1,1	20,6	19,6	(33,1)	13,3	14,5	36,0
<b>Custos Operacionais</b>	<b>43,1</b>	<b>109,0</b>	<b>186,2</b>	<b>34,0</b>	<b>85,8</b>	<b>(34,9)</b>	<b>423,2</b>
<b>EBITDA</b>	<b>203,0</b>	<b>120,4</b>	<b>275,0</b>	<b>220,1</b>	<b>198,2</b>	<b>(8,6)</b>	<b>1.008,2</b>
Provisões	(0,0)	(2,7)	6,6	(0,3)	0,9	-2,1	2,4
Depreciações e amortizações líquidas (1)	44,5	55,8	84,2	119,1	36,5	18,0	358,0
<b>EBIT</b>	<b>158,5</b>	<b>67,4</b>	<b>184,2</b>	<b>101,3</b>	<b>160,8</b>	<b>(24,4)</b>	<b>647,7</b>

(1) Depreciações e amortizações líquidas de compensação pelas amortizações de activos subsidiados.

# Demonstração de Resultados por Trimestre - Restated <sup>(1)</sup>



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T11	2T11	3T11	4T11	1T12	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de electricidade	3.558,4	3.083,6	3.156,6	3.443,2	3.904,5	10%	13%
Receitas de gás	418,9	391,5	413,4	465,1	482,7	15%	4%
Outras Receitas	37,7	52,9	48,9	50,6	25,0	-34%	-51%
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>4.015,0</b>	<b>3.528,0</b>	<b>3.618,9</b>	<b>3.958,9</b>	<b>4.412,2</b>	<b>10%</b>	<b>11%</b>
Electricidade	2.032,0	1.633,9	1.711,3	1.943,2	2.284,3	12%	18%
Gás	334,9	299,4	326,8	366,9	390,6	17%	6%
Combustíveis	191,3	211,6	256,9	255,4	279,4	46%	9%
Materiais diversos e mercadorias	25,4	26,7	29,1	39,4	20,1	-21%	-49%
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>2.583,6</b>	<b>2.171,6</b>	<b>2.324,2</b>	<b>2.605,0</b>	<b>2.974,5</b>	<b>15%</b>	<b>14%</b>
Rédito associado a activos afectos a concessões	86,3	109,2	113,4	131,7	94,3	9%	-28%
Encargos com activos afectos a concessões	(86,3)	(109,2)	(113,4)	(131,7)	(94,3)	-9%	28%
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.431,4</b>	<b>1.356,4</b>	<b>1.294,8</b>	<b>1.354,0</b>	<b>1.437,6</b>	<b>0%</b>	<b>6%</b>
Fornecimentos e serviços externos	208,3	212,8	229,1	250,9	216,3	4%	-14%
Custos com pessoal	147,2	145,4	139,6	141,4	154,5	5%	9%
Custos com benefícios sociais	9,1	19,4	11,1	21,7	15,0	65%	-31%
Outros custos operacionais (líquidos)	36,0	64,4	85,2	(40,6)	48,4	34%	-
<b>Custos Operacionais</b>	<b>400,6</b>	<b>441,9</b>	<b>465,0</b>	<b>373,4</b>	<b>434,2</b>	<b>8%</b>	<b>16%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.030,8</b>	<b>914,4</b>	<b>829,8</b>	<b>980,6</b>	<b>1.003,5</b>	<b>-3%</b>	<b>2%</b>
Provisões	2,4	18,0	(18,7)	(1,0)	3,0	26%	-
Depreciações e amortizações líquidas (2)	358,0	346,2	348,7	434,6	350,3	-2%	-19%
<b>EBIT</b>	<b>670,4</b>	<b>550,2</b>	<b>499,8</b>	<b>547,0</b>	<b>650,2</b>	<b>-3%</b>	<b>19%</b>
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	0,2	10,1	(0,1)	10,6	(0,0)	-	-
Resultados financeiros	(156,1)	(154,8)	(235,0)	(169,4)	(166,8)	-7%	2%
Resultados em associadas	5,8	6,0	5,6	2,0	3,6	-38%	78%
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>520,3</b>	<b>411,5</b>	<b>270,4</b>	<b>390,2</b>	<b>487,0</b>	<b>-6%</b>	<b>25%</b>
IRC e Impostos diferidos	123,4	97,1	21,7	18,2	79,0	-36%	334%
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do período	396,9	314,4	248,7	372,0	408,0	3%	10%
<b>Accionistas da EDP</b>	<b>342,4</b>	<b>266,3</b>	<b>215,0</b>	<b>301,0</b>	<b>337,2</b>	<b>-2%</b>	<b>12%</b>
Interesses não controláveis	54,5	48,1	33,7	71,0	70,7	30%	-0%

(1) A partir de Set-11, a EDP alterou a sua política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: os respectivos montantes, que então contabilizados como custos operacionais passaram a ser contabilizados ao nível dos resultados financeiros. Ambas as demonstrações de resultados para 2011 e os 2012 reflectem esta alteração, o que implica um impacto positivo ao nível do EBITDA de €23M no 1T11.

(2) Depreciações e amortizações líquidas de compensação pelas amortizações de activos subsidiados.

# Demonstração de Resultados por Área de Negócio - Restated <sup>(1)</sup>

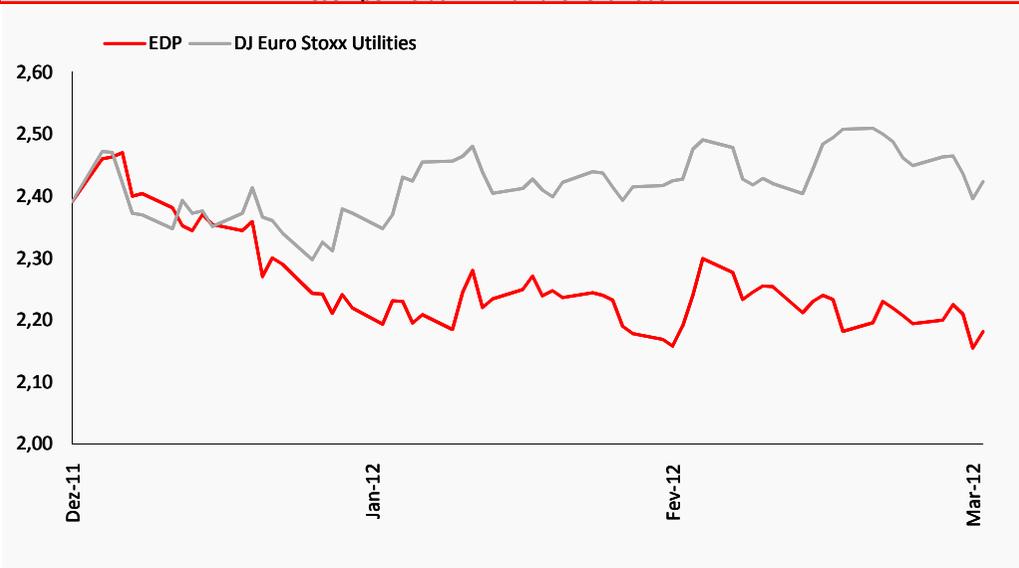


<b>1T11</b> (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
<b>Margem Bruta</b>	<b>246,1</b>	<b>229,5</b>	<b>461,2</b>	<b>254,2</b>	<b>283,9</b>	<b>(43,5)</b>	<b>1.431,4</b>
Fornecimentos e serviços externos	19,7	62,0	107,6	55,1	41,1	(77,2)	208,3
Custos com pessoal	22,3	23,8	39,4	11,2	25,7	23,4	145,9
Custos com benefícios sociais	(3,0)	1,6	4,6	0,9	3,0	3,3	10,4
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	1,1	20,6	19,6	(33,1)	13,3	14,5	36,0
<b>Custos Operacionais</b>	<b>40,1</b>	<b>108,0</b>	<b>171,3</b>	<b>34,0</b>	<b>83,1</b>	<b>(36,0)</b>	<b>400,6</b>
<b>EBITDA</b>	<b>206,0</b>	<b>121,5</b>	<b>289,9</b>	<b>220,1</b>	<b>200,8</b>	<b>(7,5)</b>	<b>1.030,8</b>
Provisões	(0,0)	(2,7)	6,6	(0,3)	0,9	-2,1	2,4
Depreciações e amortizações líquidas (1)	44,5	55,8	84,2	119,1	36,5	18,0	358,0
<b>EBIT</b>	<b>161,5</b>	<b>68,4</b>	<b>199,1</b>	<b>101,3</b>	<b>163,4</b>	<b>(23,3)</b>	<b>670,4</b>

(1) A partir de Set-11, a EDP alterou a sua política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: os respectivos montantes, que até agora eram contabilizados como custos operacionais são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros. Ambas as demonstrações de resultados para 2010 e 2011 reflectem esta alteração, o que implica um impacto positivo ao nível do EBITDA de €85M em 2010 e €88M em 2011.

(2) Depreciações e amortizações líquidas de compensação pelas amortizações de activos subsidiados.

## Desempenho da EDP na Euronext Lisbon - YTD



## Principais Eventos EDP

**Fev-1:** Standard & Poor's baixa rating da EDP para "BB+" com outlook negativo

**Fev-16:** Moody's baixa rating da EDP para "Ba1" com outlook negativo

**Fev-20:** Assembleia Geral de Accionistas

**Fev-27:** Indicação de representantes para o Conselho Geral e de Supervisão pela Cajastur Inversiones, José de Mello Energia and Senfora

**Mar-13:** Indicação de Representantes para o Conselho Geral e de Supervisão pela Sonatrach e Parública

**Abr-3:** Fitch coloca Utilities com exposição a Espanha sob vigilância negativa

**Abr-17:** Assembleia Geral Anual

**Abr-26:** Anúncio de pagamento de dividendos no dia 16 de Maio (€0,185/acção – dividendo bruto)

**Mai-4:** EDP emite obrigações para o mercado de retalho através de oferta pública, no montante de 250 milhões de euros a 3 anos

**Mai-7:** Comunicação de participação qualificada do Barclays

EDP em Bolsa	YTD	52W	2011
		09-05-2012	

### Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	2,244	2,244	2,391
Max	2,484	2,665	2,920
Min	2,040	1,984	1,984
Média	2,221	2,309	2,488

### Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	1.174	3.806	4.300
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	13	15	17
Volume Transaccionado (milhões de acções)	528	1.648	1.728
Volume Médio Diário (milhões de acções)	5,7	6,3	6,6

### Dados Acções EDP

	1T12	1T11	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	32,8	32,0	2,3%

# EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade



Capacidade Instalada - MW (1)	1T12	1T11	Δ MW	Δ %
<b>CAE/CMEC</b>	<b>6.220</b>	<b>6.220</b>	-	<b>0%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>4.094</b>	<b>4.094</b>	-	
Fio de água	1.860	1.860	-	
Albufeira	2.234	2.234	-	
<b>Carvão</b>	<b>1.180</b>	<b>1.180</b>	-	
Sines	1.180	1.180	-	
<b>Fuel</b>	<b>946</b>	<b>946</b>	-	
Setúbal	946	946	-	
Carregado	-	-	-	
<b>Regime Especial (Ex-Eólico)</b>	<b>469</b>	<b>470</b>	<b>-1</b>	<b>-</b>
Mini-Hídricas	160	160	-	
Cogeração+Resíduos	275	275	-1	
Biomassa	35	35	-	
<b>Produção Liberalizada de Electricidade</b>	<b>7.574</b>	<b>7.137</b>	<b>437</b>	<b>6%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>1.347</b>	<b>910</b>	<b>437</b>	
Portugal	921	484	437	
Espanha	426	426	-	
<b>Carvão</b>	<b>1.460</b>	<b>1.460</b>	-	
Aboño I	342	342	-	
Aboño II	536	536	-	
Soto Ribera II	236	236	-	
Soto Ribera III	346	346	-	
<b>CCGT</b>	<b>3.736</b>	<b>3.736</b>	-	<b>0%</b>
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-	
Lares (2 grupos)	863	863	-	
Castejón (2 grupo)	843	843	-	
Soto IV (1 grupo)	426	426	-	
Soto V (1 grupo)	428	428	-	
<b>Nuclear</b>	<b>156</b>	<b>156</b>	-	
Trillo	156	156	-	
<b>Fuel</b>	<b>875</b>	<b>875</b>	-	
Tunes + Carregado	875	875	-	
<b>Eólico (Maior detalhe na página 16)</b>	<b>7.157</b>	<b>6.625</b>	<b>532</b>	<b>8%</b>
Europa	3.652	3.388	264	
EUA	3.422	3.224	198	
Brasil	84	14	70	
<b>Brasil (Ex-Eólico)</b>	<b>1.790</b>	<b>1.735</b>	<b>55</b>	<b>3,2%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>1.790</b>	<b>1.735</b>	<b>55</b>	<b>3,2%</b>
Lajeado	903	903	-	
Peixe Angical	499	452	47	
Energest	389	380	9	
<b>TOTAL</b>	<b>23.211</b>	<b>22.188</b>	<b>1.024</b>	<b>4,6%</b>

Produção de Electricidade (GWh)	1T12	1T11	Δ GWh	Δ %
<b>CAE/CMEC</b>	<b>3.200</b>	<b>4.954</b>	<b>-1.754</b>	<b>-35%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>846</b>	<b>4.092</b>	<b>-3.247</b>	<b>-79%</b>
Fio de água	623	2.920	-2.297	
Albufeira	223	1.172	-950	
<b>Carvão</b>	<b>2.353</b>	<b>864</b>	<b>1.489</b>	<b>172%</b>
Sines	2.353	864	1.489	
<b>Fuel</b>	<b>2</b>	<b>-3</b>	<b>5</b>	<b>-</b>
Setúbal	2	-3	5	
Carregado	-	-	-	
<b>Regime Especial (Ex-Eólico)</b>	<b>561</b>	<b>681</b>	<b>-119</b>	<b>-18%</b>
Mini-Hídricas	41	224	-183	
Cogeração+Resíduos	473	411	62	
Biomassa	47	46	1	
<b>Produção Liberalizada de Electricidade</b>	<b>3.544</b>	<b>4.485</b>	<b>-942</b>	<b>-21%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>390</b>	<b>783</b>	<b>-393</b>	<b>-50%</b>
Portugal	234	501	-267	
Espanha	156	282	-126	
<b>Carvão</b>	<b>1.846</b>	<b>1.048</b>	<b>798</b>	<b>76%</b>
Aboño I	469	278	191	
Aboño II	973	724	248	
Soto Ribera II	72	-2	74	
Soto Ribera III	333	47	286	
<b>CCGT</b>	<b>973</b>	<b>2.341</b>	<b>-1.369</b>	<b>-58%</b>
Ribatejo (3 grupos)	164	568	-404	
Lares (2 grupos)	353	894	-542	
Castejón (2 grupo)	170	346	-176	
Soto IV (1 grupo)	215	390	-175	
Soto V (1 grupo)	70	142	-72	
<b>Nuclear</b>	<b>335</b>	<b>313</b>	<b>21</b>	<b>6,8%</b>
Trillo	335	313	21	
<b>Fuel</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
Tunes + Carregado	0	0	0	
<b>Eólico</b>	<b>5.212</b>	<b>4.421</b>	<b>792</b>	<b>18%</b>
Europa	2.109	1.985	123	
EUA	3.056	2.430	626	
Brasil	48	6	42	
<b>Brasil (Ex-Eólico)</b>	<b>2.647</b>	<b>2.529</b>	<b>118</b>	<b>5%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>2.647</b>	<b>2.529</b>	<b>118</b>	<b>5%</b>
Lajeado	1.351	1.260	92	
Peixe Angical	819	770	49	
Energest	477	499	-23	
<b>TOTAL</b>	<b>15.164</b>	<b>17.069</b>	<b>-1.905</b>	<b>-11,2%</b>

(1) Capacidade Instalada que contribuiu para os proveitos operacionais do período.

# EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



## RICIDADE

Electricidade Distribuída (GWh)	1T12	1T11	Δ GWh	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>11.716</b>	<b>12.208</b>	<b>-492</b>	<b>-4,0%</b>
Muito Alta Tensão	479	446	33	7%
Alta / Média Tensão	5.124	5.104	21	0,4%
Baixa Tensão	6.113	6.658	-545	-8,2%
<b>Espanha</b>	<b>2.435</b>	<b>2.571</b>	<b>-136</b>	<b>-5,3%</b>
Alta / Média Tensão	1.728	1.820	-91	-5,0%
Baixa Tensão	707	751	-45	-6,0%
<b>Brasil</b>	<b>6.202</b>	<b>6.185</b>	<b>17</b>	<b>0,3%</b>
Clientes Livres	2.300	2.339	-39	-1,7%
Industrial	982	1.023	-41	-4,0%
Residencial, Comercial & Outros	2.920	2.823	97	3,4%
<b>TOTAL</b>	<b>20.352</b>	<b>20.963</b>	<b>-611</b>	<b>-2,9%</b>

## Clientes Ligados (mil)

	1T12	1T11	Abs. Δ	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>6.119</b>	<b>6.148</b>	<b>-29,2</b>	<b>-0,5%</b>
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,1	0,3%
Baixa Tensão Especial	34	34	-0,0	0,0%
Baixa Tensão	6.061	6.090	-29,2	-0,5%
<b>Espanha</b>	<b>656</b>	<b>652</b>	<b>3,4</b>	<b>0,5%</b>
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	3,0%
Baixa Tensão	655	651	3,4	0,5%
<b>Brasil</b>	<b>2.853</b>	<b>2.767</b>	<b>85,9</b>	<b>3,1%</b>
Bandeirante	1.553	1.514	38,8	2,6%
Escelsa	1.300	1.253	47,1	3,8%
<b>TOTAL</b>	<b>9.628</b>	<b>9.568</b>	<b>60,2</b>	<b>0,6%</b>

## Redes

	1T12	1T11	Abs. Δ	Δ %
<b>Extensão das redes (Km)</b>	<b>332.117</b>	<b>328.555</b>	<b>3.561</b>	<b>1,1%</b>
Portugal	223.180	220.931	2.249	1,0%
Espanha	22.692	22.639	53	0,2%
Brasil	86.245	84.985	1.260	1%
<b>Perdas (% da electricidade distribuída)</b>				
Portugal (1)	-11,0%	-10,8%	-0,3 pp	
Espanha	-4,2%	-3,8%	-0,4 pp	
Brasil				
Bandeirante	-10,5%	-10,9%	0,4 pp	
Técnicas	-5,6%	-5,5%	-0,1 pp	
Comerciais	-4,9%	-5,4%	0,5 pp	
Escelsa	-13,2%	-13,4%	0,2 pp	
Técnicas	-7,3%	-8,2%	0,9 pp	
Comerciais	-5,8%	-5,2%	-0,7 pp	

## GAS

Gas Distribuído (GWh)	1T12	1T11	Δ GWh	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>2.211</b>	<b>2.054</b>	<b>157</b>	<b>7,6%</b>
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	358	701	-344	-49%
Média Pressão (P > 4 Bar)	1.844	1.343	502	37%
GPL	9	10	-1	-10%
<b>Espanha</b>	<b>17.233</b>	<b>14.485</b>	<b>2.749</b>	<b>19,0%</b>
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	3.910	3.934	-24	-0,6%
Média Pressão (P > 4 Bar)	13.324	10.551	2.773	26%
<b>TOTAL</b>	<b>19.445</b>	<b>16.539</b>	<b>2.906</b>	<b>17,6%</b>

## Pontos de Abastecimento (mil)

	1T12	1T11	Abs. Δ	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>276,3</b>	<b>251,8</b>	<b>24,5</b>	<b>10%</b>
Finais	274,5	251,2	23,3	9%
Acesso	1,8	0,7	1,2	170%
<b>Espanha</b>	<b>997,9</b>	<b>984,8</b>	<b>13,1</b>	<b>1,3%</b>
Finais	-	-	-	-
Acesso	997,9	984,8	13,1	1,3%
<b>TOTAL</b>	<b>1.274,2</b>	<b>1.236,6</b>	<b>37,6</b>	<b>3,0%</b>

## Redes

	1T12	1T11	Abs. Δ	Δ %
<b>Extensão das redes (Km)</b>	<b>14.353</b>	<b>13.850</b>	<b>503</b>	<b>4%</b>
Portugal	4.165	3.853	312	8,1%
Espanha	10.188	9.997	191	2%
Distribuição	9.743	9.580	163	2%
Transporte	445	417	28	6,7%

(1) Excluí MAT

# EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



## Principais Acontecimentos 1T12

**Jan:** São certificados os primeiros parques eólicos em França de acordo com a OHSAS 18001:2007 sendo ainda estendida a certificação a mais 16 parques eólicos em Espanha;

**Jan:** A EDP é distinguida pelo quinto ano consecutivo na publicação mundial, "Sustainability Yearbook 2012" da SAM, obtendo pela terceira vez a classificação "gold";

**Mar:** A EDP é reconhecida pela Ethisphere como uma das três empresas mais éticas do mundo no sector da electricidade;

**Mar:** Hidrocontábrico Distribución Eléctrica obtém certificações segundo as normas ISO 9001:2000 de Gestão de Qualidade, ISO 14001:2004 de Gestão Ambiental e OHSAS 18001:2007 de Gestão da Segurança e Saúde no Trabalho;

**Mar:** Colaboradores da EDP Renováveis vencem a final nacional do "Global Management Challenge USA" garantindo a presença na final internacional a realizar na Ucrânia.

## EDP: Índice Interno de Sustentabilidade (base 2006)

	1T12	1T11	Δ %
<b>Índice de Sustentab.</b>	<b>131</b>	<b>133</b>	<b>-1,4%</b>
Comp. Ambiental Peso %	152 36%	156 36%	-2,1%
Comp. Económica Peso %	113 33%	115 33%	-1,9%
Comp. Social Peso %	126 31%	126 31%	0,3%

Este índice de sustentabilidade foi desenvolvido pela EDP e tem por base 26 indicadores de desempenho na área da sustentabilidade.

([www.edp.pt/sustentabilidade/abordagemasustentabilidade/](http://www.edp.pt/sustentabilidade/abordagemasustentabilidade/))

## Métricas Económicas

	1T12	1T11	Δ %
<b>Valor Económico (€M)(1)</b>			
Directo Gerado	4.691	4.335	8,2%
Distribuído	3.906	3.564	9,6%
Acumulado	785	771	1,9%

## Métricas Sociais

	1T12	1T11	Δ %
<b>Empregados (c)</b>	<b>12.031</b>	<b>11.963</b>	<b>0,6%</b>
<b>Formação (horas formanc)</b>	<b>86.726</b>	<b>82.971</b>	<b>4,5%</b>
<b>Acidentes em Serviço</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>0,0%</b>
Ind. Frequência EDP (Tf)	125	123	1,6%
Ind. Gravidade EDP (Tg)	1,42	1,45	-2,5%
Ind. Freq. EDP+PSE(f) (Tf)	1,32	3,03	-57%

## Métricas Ambientais

	1T12	1T11	Δ %
<b>Emissões Atmosféricas (kt) (a)</b>			
CO2	5.001,8	3.514,5	42%
NOx	4,0	2,9	38%
SO2	3,9	1,7	125%
Partículas	0,173	0,165	5,2%
<b>Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)</b>			
CO2	291,03	203,21	43%
NOx	0,23	0,17	39%
SO2	0,23	0,10	126%
<b>Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)</b>			
Emissões directas (Âmbito 1)	5.017	3.524	42%
Emissões indirectas (Âmbito 2)	429	447	-4,0%
<b>Consumo de Energia Primária (TJ) (b)</b>	<b>53.794</b>	<b>41.454</b>	<b>30%</b>
<b>Capacidade Líquida Max. Certificada (%)</b>	<b>70%</b>	<b>69%</b>	<b>2 p.p.</b>
<b>Utilização de Água (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>	<b>427.643</b>	<b>284.224</b>	<b>50%</b>
<b>Total Resíduos (t) (e)</b>	<b>176.483</b>	<b>93.443</b>	<b>89%</b>
<b>Despesas Ambientais (€ mil)</b>	<b>11.967</b>	<b>15.974</b>	<b>-25%</b>
<b>Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)</b>	<b>209,5</b>	<b>0,0</b>	<b>-</b>

(a) Excluindo frota automóvel

(b) Incluindo frota automóvel

(c) Excluindo Órgãos Sociais

(d) Inclui vapor (543 GWh: 1T12 vs. 541 GWh: 1T11)

(e) Desde 2011 a EDP relata separadamente os resíduos e sub-produtos

(f) PSE: Prestadores de Serviços Externos

## Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (ktCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (d) (GWh)	
	1T12	1T11	1T12	1T11	1T12	1T11
<b>PPA/CMEC</b>	<b>2.113</b>	<b>872</b>	<b>0,90</b>	<b>1,01</b>	<b>2.355</b>	<b>862</b>
Carvão	2.106	868	0,90	1,00	2.353	864
Fuel Oil & Gás Natural	7	4	3,43	(1,49)	2	(3)
<b>Produção Liberalizada</b>	<b>2.570</b>	<b>2.335</b>	<b>0,91</b>	<b>0,69</b>	<b>2.819</b>	<b>3.389</b>
Carvão	2.182	1.448	1,18	1,38	1.846	1.048
CCGT	388	888	0,40	0,38	973	2.341
<b>Regime Especial</b>	<b>319</b>	<b>307</b>	<b>0,30</b>	<b>0,31</b>	<b>1.063</b>	<b>997</b>
<b>Produção Térmica</b>	<b>5.002</b>	<b>3.514</b>	<b>0,80</b>	<b>0,67</b>	<b>6.237</b>	<b>5.248</b>
<b>Produção Livre de Emissões de CO2</b>					<b>10.949</b>	<b>12.050</b>
<b>Total Emissões de CO2</b>			<b>0,29</b>	<b>0,20</b>	<b>17.186</b>	<b>17.298</b>

(1) Valor Económico Produzido (VEP): Volume de negócios + Outros Proveitos operacionais + ganhos/perdas na alienação de activos financeiro + ganhos/perdas em associada + Proveitos financeiros

Valor Económico Distribuído (VED): CMVMC + Custos operacionais + outros custos operacionais + Imposto corrente + custos financeiros + pagamento de dividendos ; Valor Económico Acumulado: VEP - VED.