



# Resultados 2012

## Direcção de Relação com Investidores

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

Tel: +351 21 001 2834

Email: [ir@edp.pt](mailto:ir@edp.pt)

Site: [www.edp.pt](http://www.edp.pt)

Lisboa, 5 de Março de 2013

## 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 Consolidada .....	- 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 -
--	--------

# Destaques



Demonstração Resultados (€ M)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>5.428</b>	<b>5.436</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-8</b>
Fornecimentos e serviços externos	928	901	3,0%	+27
Custos com pessoal	582	574	1,5%	+9
Custos com benefícios sociais	89	61	46%	+28
Outros custos operacionais (líquidos)	200	145	38%	+55
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>1.800</b>	<b>1.681</b>	<b>7,1%</b>	<b>+119</b>
<b>EBITDA</b>	<b>3.628</b>	<b>3.756</b>	<b>-3,4%</b>	<b>-127</b>
Provisões	16	1	-	+15
Depreciações e amortiz. líquidas (2)	1.469	1.488	-1,2%	-19
<b>EBIT</b>	<b>2.143</b>	<b>2.267</b>	<b>-5,5%</b>	<b>-124</b>
Result. da alienação de act. financ.	3	21	-87%	-18
Resultados financeiros	(705)	(715)	1,4%	+10
Resultados em associadas	24	19	22%	+4
<b>Resultado Antes de Impostos</b>	<b>1.465</b>	<b>1.592</b>	<b>-8,0%</b>	<b>-128</b>
IRC e Impostos diferidos	283	260	8,5%	+22
Operações em descontinuação	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	1.182	1.332	-11%	-150
<b>Accionistas da EDP</b>	<b>1.012</b>	<b>1.125</b>	<b>-10%</b>	<b>-112</b>
Interesses não controláveis	170	207	-18%	-38

Dados-chave Operacionais	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12.382	12.305	0,6%	+77
Capacidade instalada (MW)	23.380	23.212	0,7%	+168

Dados-chave Financeiros (€ M)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
FFO	2.689	2.827	-4,9%	-138
Investimento operacional	2.011	2.161	-6,9%	-150
Manutenção	692	752	-8,0%	-60
Expansão	1.319	1.408	-6,4%	-90
Investimentos financeiros Líquidos	(6)	146	-	-151

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Dec-12	Dez-11	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.192	8.110	1,0%	+83
Dívida líquida	18.233	16.880	8,0%	+1.353
Receb. futuros da actividade regulada (4)	2.710	1.648	64%	+1.062
Dívida líquida/EBITDA (x)	5,0x	4,5x	-	0,5x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	4,3x	4,1x	-	0,2x

O **EBITDA consolidado** caiu 3% (-€127M), para €3.628M em 2012, penalizado por uma queda de 22% (-€147M) no Brasil, essencialmente devida a desvios tarifários (-€67M a recuperar nos próximos anos) e ao atraso no arranque de Pecém (-€41M). O EBITDA das operações eólicas subiu 17% (+€137M), impulsionado pela expansão de capacidade, recursos eólicos superiores e por preços de venda mais altos. O EBITDA na P. Ibérica (excepto eólico) desceu 5,7% (-€131M), penalizado por alterações regulatórias em Portugal (-€39M fruto da interrupção de pagamento de garantia de potência) e em Espanha (-€18M); pelo ganho decorrente da venda de activos de transmissão de electricidade em Espanha (+€27M em 2011) e por custos não recorrentes na produção contratada de LP na P. Ibérica (-€26M em 2012 vs. €14M em 2011). O impacto cambial no EBITDA foi -€19M, resultante da depreciação em 7% do BRL e apreciação em 8% do USD face ao Euro.

Em 2012, 91% do EBITDA da EDP resultou de actividades contratadas a longo prazo e reguladas, reflectindo o perfil de baixo risco operacional. A EDP continua a diversificar geograficamente o seu portfólio: em 2012, 46% do EBITDA do grupo teve origem em Portugal, 25% foi gerado em Espanha, 15% no Brasil, 9% nos EUA e 5% no Resto da Europa (excepto P. Ibérica). Igualmente de notar é o peso de energias limpas no mix de produção da EDP: 65% da capacidade instalada corresponde a energia eólica e hídrica, reflexo da estratégia de expansão em energias livres de CO<sub>2</sub> e com um baixo custo de produção.

Os **custos operacionais líquidos**<sup>(1)</sup> subiram 7,1% (+€119M), para €1.800M em 2012, suportados por uma subida de €64M nos custos operacionais e de €55M nos outros custos operacionais (ampliada por maiores ganhos não recorrentes obtidos em 2011). Os custos operacionais subiram 4%, para €1.600M em 2012, reflectindo (i) +3% na P. Ibérica, decorrente de acréscimo de custos relacionados com a contratação de clientes no mercado livre, no âmbito do processo de liberalização em curso, e de itens não recorrentes (essencialmente custos de reestruturação); (ii) +13% na EDPR suportado pela expansão de capacidade e apreciação do USD vs. Euro; (iii) -1% no Brasil, resultante do impacto cambial favorável. Em 2012, a EDP alcançou uma poupança de €76M no âmbito do programa de eficiência corporativa ("OPEX III"), em linha com as metas fixadas para este ano.

O **EBIT** recuou 5,5%, para €2.143M em 2012, na medida em que as **amortizações líquidas e provisões** se mantiveram estáveis, em resultado da extensão da vida útil dos parques eólicos, por um lado, e do comissionamento de novos investimentos, por outro. Os **resultados financeiros**, -€705M em 2012, resultam de: (i) uma dívida líquida média 7% mais alta e um custo médio de dívida inferior (-10pb para 4,0%); (ii) menor impacto de imparidade registada na nossa participação no BCP (€5M em 2012 vs. €58M em 2011) e menores provisões no Brasil (€22M em 2011). Os **interesses não controláveis** recuaram 18%, influenciado pela queda nos resultados da EDP Brasil. O **resultado líquido** desceu 10% em 2012, para €1.012M.

O **investimento operacional** caiu 6,9% em 2012, para €2,0MM, suportado pela queda do investimento de manutenção (-€60M, decorrente da conclusão de trabalhos de desnitrificação em Sines em 2011) e em expansão (-€90M fruto de desaceleração de crescimento eólico e da conclusão da construção de 3 projectos hídricos em Portugal).

A **dívida líquida** subiu €1,35MM, para €18,2MM em Dez-12 (estável vs. Set-12), influenciada por: (i) +€1,1MM de recebimentos futuros relacionados com actividades reguladas, designadamente em Portugal (+€0,8MM na distribuição, +€0,3MM nos CMECs), (ii) €1,3MM de investimento em expansão; e (iii) +€0,7MM de dividendos pagos aos accionistas da EDP. O FFO desceu 5% no período devido a um EBITDA inferior. Até Dez-12, a EDP despendeu €1,5MM em 2,2GW actualmente em construção. Excluindo os recebimentos futuros relacionados com actividade regulada, o nosso rácio de dívida líquida ajustada/EBITDA subiu de 4,1x em Dez-11 para 4,3x em Dez-12, penalizado pelo investimento acumulado em capacidade em construção e por um EBITDA mais reduzido. Em Jul-12, a EDP acordou vender à Enagás os seus activos de transporte de gás em Espanha, mas a liquidação ocorreu apenas em Fev-13 (valor total €258M). Em Dez-12, a EDP acordou vender à CTG 49% do capital e 25% de suprimentos na EDPR Portugal mas o encaixe (pendente de autorizações regulatórias) deverá acontecer apenas no 1S13.

A **Dez-12, a EDP detinha uma posição total de caixa e de linhas de crédito disponíveis no valor de €3,9MM**. Esta posição de liquidez, a par do financiamento de €1,6MM que a EDP obteve em Jan-13 e do €0,6MM que a EDP encaixará no 1S13, permitirá à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além de 2014.

EDP irá propor aos accionistas a distribuição de dividendo por acção de €0,185 referente ao exercício de 2012.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSEs + Custos Pessoal + Custos benef. Sociais) + Outros custos oper. (Liq.); (2) Deprec. e amortizações líquidas de compensação de amortizações de activos subsidiados

(3) Líquidos dos recebimentos futuros relacionados a act. regulada; (4) Brasil: os recebimentos futuros da actividade regulada não estão contabilizados na Posição Financeira do Grupo.

# Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.	1T11	2T11	3T11	4T11	1T12	2T12	3T12	4T12
Produção Contratada LP	802,1	838,0	-4,3%	-36	206,0	212,1	204,4	215,5	197,0	205,3	206,2	193,6
Actividades Liberalizadas	316,3	368,5	-14%	-52	121,5	72,6	85,3	89,1	94,5	87,5	98,3	35,9
Redes Reguladas P. Ibérica	1.057,4	1.100,5	-3,9%	-43	289,9	264,1	245,5	301,0	274,9	245,0	289,3	248,1
Eólico & Solar	937,6	800,7	17%	+137	220,1	189,1	139,1	252,4	263,5	240,1	171,2	262,9
Brasil	534,7	681,7	-22%	-147	200,8	197,0	156,6	127,4	177,4	120,5	99,4	137,4
Outros	(19,6)	(33,9)	42%	+14	(7,5)	(20,5)	(1,1)	(4,8)	(3,9)	(16,9)	(6,9)	8,1
<b>Consolidado</b>	<b>3.628,5</b>	<b>3.755,6</b>	<b>-3,4%</b>	<b>-127</b>	<b>1.030,8</b>	<b>914,4</b>	<b>829,8</b>	<b>980,6</b>	<b>1.003,5</b>	<b>881,6</b>	<b>857,3</b>	<b>886,0</b>



O EBITDA consolidado da EDP ascendeu a €3.628M (-3,4% vs. 2011), penalizado pelas operações no Brasil (-€147M) devido a desvios tarifários e ao atraso de início de operações em Pecém, actividades liberalizadas na P.Ibérica (-€52M), Redes Reguladas (-€43M) e Produção Contratada de Longo Prazo (-€36M). Por sua vez, o EBITDA da actividade eólica cresceu €137M. O impacto cambial no EBITDA foi -€19M: -€42M resultante da depreciação do BRL vs. Euro; +€24M decorrente da apreciação do USD face ao Euro. Ajustado do impacto de itens não recorrentes no Brasil e do impacto cambial, o EBITDA recuou 0,5% vs. 2011.

**PRODUÇÃO CONTRATADA DE L.P. NA P. IBÉRICA** - O EBITDA recuou 4,3%, para €802M em 2012, penalizado por: (i) uma quebra na produção nas nossas centrais mini-hídricas (-€17M na margem bruta), (ii) um resultado com combustíveis e CO<sub>2</sub> mais baixo (-€21M vs. 2011); e (iii) -€26M de custos não recorrentes em 2012 vs. €14M em 2011 (maioritariamente de reestruturação). Excluindo o impacto de resultados com combustíveis e CO<sub>2</sub>, o crescimento da margem bruta de PPA/CMEC foi suportado por uma inflação e disponibilidade média acima dos níveis contratados e pelo comissionamento do equipamento de desnitrificação em Sines.

**ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA** - O EBITDA das actividades liberalizadas desceu 14%, para €316M em 2012, suportado por (i) +€13M de margem bruta na actividade de electricidade; (ii) -€20M de margem bruta no negócio de comercialização de gás; e por (iii) +€33M de custos operacionais. A subida na margem bruta de electricidade resultou de uma margem média unitária antes de coberturas mais alta (+€5/MWh vs. 2011, para €12,8/MWh) a que compensou a queda nos volumes vendidos (-8%), os menores ganhos com coberturas de electricidade e a interrupção do pagamento de garantia de potência em Portugal (-€39M). O volume vendido a clientes de retalho desceu 1,5%, suportado por Espanha (-5%). Em Portugal, o volume comercializado subiu 8%, impulsionado pela expansão da base de clientes em Portugal, decorrente do processo de liberalização em curso. A redução na margem bruta de gás deriva de uma descida de 4% no volume de gás comercializado e da contracção da margem média unitária, justificada pelo aumento de custos de gás e forte concorrência.

**REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA** - O EBITDA diminuiu 3,9% em 2012, para €1.057M, influenciado por alguns itens não recorrentes em 2011 (+€60M, dos quais €21M intra-grupo) e em 2012 (+€28M). Excluindo estes impactos, o EBITDA diminuiu 1% em termos homólogos, para €1.029M, essencialmente penalizado por uma queda de 8% dos proveitos regulados da distribuição de electricidade em Espanha devido às alterações regulatórias ocorridas em Mar-12

Em Portugal, os proveitos regulados da distribuição de electricidade subiram 8% devido ao aumento na taxa de retorno de 8,56% em 2011 para 10,05% em 2012, em linha com a evolução dos CDS da Republica Portuguesa a 5 anos.

**EÓLICO** - O EBITDA da EDPR subiu 17% (+€137M), para €938M em 2012, suportado por um acréscimo de 6% na capacidade instalada, um factor médio de utilização estável (em 29%) e o preço médio de venda 10% mais alto (€63/MWh), suportado por um aumento dos preços nas regiões onde a EDPR opera. Os mercados que mais contribuíram para o crescimento de EBITDA foram: (1) o mercado Europeu não Ibérico (+€78M), fruto de expansão de capacidade (+113MW), um factor médio de utilização mais alto (+1pp para 24%) e um preço médio de venda superior (+12% para €107/MWh); (2) Espanha (+€61M, incluindo resultados de coberturas), reflectindo +110MW de capacidade, um factor médio de utilização superior (+1pp para 27%) e um preço médio de venda superior (+6% para €88/MWh); e (3) os EUA (+€47M), reflectindo um impacto cambial positivo decorrente da apreciação em 8% do USD face ao EUR (+€24M), expansão de capacidade (+215MW), um factor médio de utilização estável (33%) e um preço médio de venda mais alto (+3% para USD47/MWh). A performance do EBITDA está influenciada por algumas reavaliações de activos e racionalização de pipeline (+€48M em 2011, +€10M em 2012). Excluindo este efeito, o EBITDA subiu 23% (+€174M) em 2012.

**BRASIL** - A contribuição da EDP Brasil para o EBITDA recuou 22% em 2012, penalizado pelo impacto cambial desfavorável (-€42M decorrente da depreciação em 7% do BRL vs. Euro) e por uma descida de 15% (-R\$245M) do EBITDA em moeda local. Em moeda local, o EBITDA da distribuição caiu 26%, decorrente do maior impacto negativo de desvios tarifários (-R\$171M vs. 2011) e da capitalização de algumas receitas em 2012 que não eram capitalizadas em 2011 (+R\$46M em 2011). O EBITDA da produção desceu 7% em moeda local, suportado pela contribuição negativa de Pecém, resultante do atraso na sua entrada em operação (-R\$104M). Excluindo estes efeitos e os desvios tarifários, o EBITDA normalizado, caiu 5%, para R\$1.521M em 2012 (13% acima do EBITDA reportado em 2012).

# Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Provisões & Amortizações (€ M)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA</b>	<b>3.628,5</b>	<b>3.755,6</b>	<b>-3,4%</b>	<b>-127</b>
Provisões	16,1	0,7	-	+15
Amortizações	1.493,9	1.517,2	-1,5%	-23
Compensações de amortizações	(24,9)	(29,7)	16%	+5
<b>EBIT</b>	<b>2.143,4</b>	<b>2.267,4</b>	<b>-5,5%</b>	<b>-124</b>

Resultados Financeiros (€ M)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(716,7)	(661,4)	-8,4%	-55
Custos financeiros capitalizados	143,0	140,6	1,7%	+2
Diferenças de câmbio e derivados	(48,5)	(36,3)	-34%	-12
Rendimentos de participações de capital	5,8	7,9	-26%	-2
Unwinding c/ resp. pensões e actos médicos	(77,3)	(88,1)	12%	+11
Outros ganhos e perdas financeiros	(11,6)	(78,1)	85%	+66
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(705,3)</b>	<b>(715,4)</b>	<b>1,4%</b>	<b>+10</b>

Ganhos/(Perdas) Emp. Associadas (€ M)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
CEM (21%) - China/Macau	12,6	9,2	37%	+3
Setgás (33%)	2,6	3,4	-23%	-1
EDP Renováveis (subsidiárias)	6,8	3,9	75%	+3
Outros	1,7	2,9	-41%	-1
<b>Ganhos/(Perdas) Empresas Associadas</b>	<b>23,8</b>	<b>19,5</b>	<b>22%</b>	<b>+4</b>

Ganhos/(Perdas) Alien. Act. Financ. (€ M)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
SEASA - EDP Renováveis	-	9,4	-	-9
Ampla Energia & Ampla Investimentos	-	9,5	-	-10
Outros	2,8	2,0	40%	+1
<b>Ganhos/(Perdas) Alien. Activos Financ.</b>	<b>2,8</b>	<b>20,9</b>	<b>-87%</b>	<b>-18</b>

Taxa Imposto (€ M)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>1.464,7</b>	<b>1.592,4</b>	<b>-8,0%</b>	<b>-128</b>
IRC e impostos diferidos	282,5	260,4	8,5%	+22
Taxa de imposto efectiva (%)	19,3%	16,4%	2,9 pp	-
Ganhos/(perdas) alien. operações descent.	-	-	-	-

Interesses não controláveis (€ M)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	38,8	22,3	74%	+17
HC Energia	1,1	2,1	-48%	-1
Energias do Brasil	123,1	178,2	-31%	-55
Outros	6,7	4,7	43%	+2
<b>Interesses não controláveis</b>	<b>169,7</b>	<b>207,3</b>	<b>-18%</b>	<b>-38</b>

As **amortizações líquidas** (da compensação pelos activos subsidiados) desceram 1% em 2012, uma vez que a extensão da vida útil dos parques eólicos (de 20 para 25 anos, a partir de Abr-11) mais do que compensou o efeito de (i) €53M de imparidades ao nível da EDP Renováveis (vs. €41M em 2011) e (ii) o comissionamento de diversos novos parques eólicos, dois novos aproveitamentos hidroeléctricos em Portugal no 4T11 e equipamento de desnitrificação na nossa central a carvão de Sines em Portugal desde Jan-12.

## Resultados Financeiros:

a) Os **juros financeiros líquidos** suportados aumentaram 8% para €717M em 2012 no seguimento do aumento de 7% da dívida líquida média. O custo médio da dívida reduziu de 4,1% em 2011 para 4,0% em 2012.

b) Os **custos financeiros capitalizados** aumentaram 2% uma vez que a diminuição do nível de trabalhos em curso na EDP Renováveis foi mais do que compensado por níveis mais elevados de trabalhos em curso em novas hídricas em Portugal e também nova capacidade no Brasil.

c) Os **outros ganhos e perdas financeiros** subiram €66M dado que 2011 reflectia €58M de imparidades na nossa participação no BCP (vs. €5M em 2012) e ainda uma provisão no valor de €22M decorrente de um processo judicial com um cliente no Brasil.

**Ganhos e perdas em empresas associadas:** A rubrica 'EDP Renováveis (subsidiárias)' inclui essencialmente a participação na ENEOP em Portugal (€4,1M em 2012) e no parque eólico em Espanha Sierra del Madero (€2,0M em 2012).

**Ganhos e perdas em alienações de activos financeiros** diminuíram €18M reflectindo a alienação pela EDPR da sua participação de 16,7% na SEASA (parques eólicos em Espanha) no 1S11 (€9M) e ainda a alienação de 7,7% da Ampla Energia e Serviços e Ampla Investimentos e Serviços no Brasil à Endesa, obtendo um ganho de €10M.

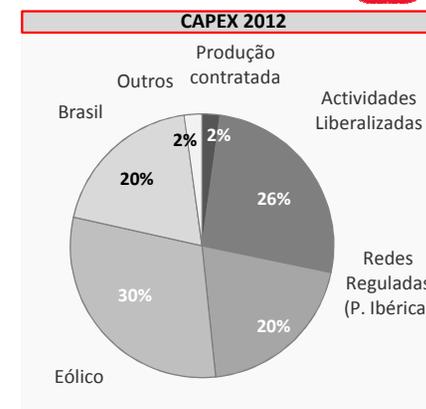
**Imposto sobre o rendimento** inclui efeitos positivos não recorrentes ao nível do perímetro de consolidação fiscal na Península Ibérica quer em 2011 quer em 2012. O aumento de €22M inclui a subida taxa de imposto em Portugal (de 29,0% em 2011 para 31,5% em 2012)

Os **interesses não controláveis** diminuíram 18% para €170M em 2012, dado que a queda nos lucros ao nível da EDP Brasil foi apenas parcialmente compensada pelo aumento do resultado líquido ao nível da EDP Renováveis.

# Investimento Operacional e Financeiro



Invest. Operacional (€ M)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.	1T11	2T11	3T11	4T11	1T12	2T12	3T12	4T12
Prod. contratada (P. Ibérica)	44,1	58,9	-25%	-15	13,9	18,4	13,6	13,1	7,9	10,2	10,5	15,5
Liberalizado (P. Ibérica)	524,2	465,4	13%	+59	49,0	104,1	115,2	197,1	85,8	121,8	155,9	160,8
Redes reguladas (P. Ibérica)	403,6	404,8	-0,3%	-1	69,5	97,0	89,3	148,9	81,7	102,6	80,0	139,4
Eólico & Solar	606,5	828,7	-27%	-222	190,4	154,6	171,1	312,6	55,1	54,4	153,8	343,3
Brasil	388,4	341,2	14%	+47	63,0	60,8	104,7	112,8	88,9	70,1	94,8	134,7
Outros	43,8	61,7	-29%	-18	6,8	17,5	14,0	23,4	5,7	6,2	12,3	19,7
<b>Grupo EDP</b>	<b>2.010,7</b>	<b>2.160,6</b>	<b>-6,9%</b>	<b>-150</b>	<b>392,7</b>	<b>452,4</b>	<b>507,8</b>	<b>807,8</b>	<b>325,0</b>	<b>365,2</b>	<b>507,2</b>	<b>813,3</b>
<b>Expansão</b>	<b>1.318,6</b>	<b>1.408,2</b>	<b>-6,4%</b>	<b>-90</b>	<b>263,4</b>	<b>271,4</b>	<b>322,2</b>	<b>551,3</b>	<b>189,2</b>	<b>213,0</b>	<b>349,6</b>	<b>566,9</b>
<b>Manutenção</b>	<b>692,0</b>	<b>752,4</b>	<b>-8,0%</b>	<b>-60</b>	<b>129,3</b>	<b>181,0</b>	<b>185,6</b>	<b>256,5</b>	<b>135,8</b>	<b>152,3</b>	<b>157,6</b>	<b>246,4</b>



Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 2012	Invest. Acumulado (1)
Hídricas Portugal	1.468	359,4	709
Eólico (2)	158	186,0	283
Carvão Brasil	180	54,3	327
Hídrica Brasil	378	152,0	201
<b>Total</b>	<b>2.184</b>	<b>751,7</b>	<b>1.520</b>

O investimento operacional consolidado ascendeu a €2.011M em 2012, ficando 7% abaixo do investimento no período homólogo. O investimento de expansão recuou 6% no período, fruto de uma menor expansão em energia eólica e solar (-27%) e de um investimento superior nas actividades liberalizadas (nova capacidade hídrica em Portugal) e no Brasil (nova capacidade hídrica e a carvão). O investimento de manutenção em 2012 ficou 8% abaixo do efectuado no ano 2011, nos €692M, reflectindo essencialmente a conclusão, em 2011, do investimento no equipamento de desnitrificação da central de Sines. Em 2012, a capacidade hídrica e eólica absorveram 88% do investimento de expansão.

O investimento em **nova capacidade hídrica em Portugal** (34% do investimento de expansão) totalizou €442M em 2012, maioritariamente alocado: i) à conclusão de Alqueva II (€28M em 2012; investimento total acumulado de €187M), uma central hídrica de 256MW com capacidade de bombagem e que entrou em operação em Dez-12; e ii) à construção/repotenciação em curso de 5 outros projectos hídricos (€359M em 1.468MW com arranque previsto em 2014-16): 2 repotenciações (963MW) e 3 novas barragens (505MW).

O investimento em **nova capacidade eólica e solar** (46% do investimento de expansão), ao nível da EDPR, totalizou €606M, tendo sido maioritariamente canalizado para a construção de +440MW de nova capacidade nos EUA (+215MW), em Espanha (+110MW), na Roménia (+65MW, dos quais 39MW solar FV), em Itália (+40MW) e em França e Portugal (+10MW). Até ao momento, a EDPR investiu €283M (€186M em 2012) em capacidade em desenvolvimento e em 158MW actualmente em construção (venda da produção a 'preço de mercado + certificados verdes'): 130MW na Polónia e 28MW na Roménia.

No **Brasil**, o investimento totalizou €388M, dos quais: i) €114M foram investidos na construção de Pecém, uma central a carvão de 360MW com conclusão prevista para o 1T13 – o primeiro grupo (investimento total acumulado de €324M) entrou em operação comercial em Dez-12, enquanto o segundo grupo (€327M já investidos, dos quais €54M em 2012) iniciou em Fev-13 a sincronização com o sistema eléctrico; e ii) €152M foram investidos na construção de Jari, uma nova central hídrica de 373MW com arranque previsto em 2015, e na repotenciação de Mascarenhas (5MW que entraram em operação em Fev-13).

Os **desinvestimentos financeiros líquidos** totalizaram €6M em 2012. Os desinvestimentos financeiros incluem: i) €176M (ou USD230M) relativos à venda à Borealis Infrastructure (fundo de pensões do Canada) de uma participação de 49% num conjunto de parques eólicos nos EUA com 599MW de capacidade; e ii) €24M relacionados com a venda da Evrecy, activos de transmissão na área de concessão da Escelsa, à CTEEP (concluída em Dez-12). Os investimentos financeiros estão essencialmente associados: i) ao pagamento relativo à aquisição de uma parcela adicional de 5% no capital da Naturgas no 4T12 (€106M), em linha com o acordo firmado em 2010 com o Ente Vasco de Energia; e ii) a um pagamento referente à aprovação pela ANEEL da expansão da capacidade de Jari em 73MW.

Em síntese, a EDP investiu até Dez-12 €1,5MM em 2,2GW de nova capacidade de produção em construção. Em perspectiva, a EDP planeia um investimento líquido total de €€2,0MM em 2013.

Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Investimentos Financeiros</b>	<b>201,1</b>	<b>615,5</b>	<b>-67%</b>	<b>-414</b>
Perímetro consolidação EDPR	28,9	31,6	-8,5%	-3
Genesa (20%)	-	231,4	-	-231
Activos de Gás	105,7	213,6	-51%	-108
Projecto hídrico (Brasil)	38,3	122,0	-69%	-84
Outros	28,2	17,0	67%	+11
<b>Desinvestimentos Financeiros</b>	<b>206,9</b>	<b>469,9</b>	<b>-56%</b>	<b>-263</b>
Perímetro consolidação EDPR	6,8	30,4	-78%	-24
Vento II (49%) - Eólico EUA	175,7	-	-	+176
EDP Brasil	24,5	353,3	-93%	-329
Ampla (7,7%)	-	85,0	-	-85
Outros	-	1,3	-	-1
<b>Total</b>	<b>(5,8)</b>	<b>145,6</b>	<b>-</b>	<b>-151</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	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA</b>	<b>3.628,5</b>	<b>3.755,6</b>	<b>-3,4%</b>	<b>-127</b>
Imposto corrente	(154)	(187)	18%	+33
Juros financeiros líquidos	(717)	(661)	-8,4%	-55
Resultados de associadas e dividendos	30	27	8,2%	+2
Outros ajustamentos	(98)	(107)	8,4%	+9
<b>FFO</b>	<b>2.689,1</b>	<b>2.826,8</b>	<b>-4,9%</b>	<b>-138</b>
Juros financeiros líquidos	717	661	8,4%	+55
Resultados e dividendos de associadas	(30)	(27)	-8,2%	-2
Investimento em fundo de maneo	(1.380)	(514)	-	-866
Défice e desvios tarifários	(977)	(204)	-	-773
Outros	(402)	(310)	-30%	-93
<b>Fluxo das Actividades Operacionais</b>	<b>1.996,5</b>	<b>2.946,8</b>	<b>-32%</b>	<b>-950</b>
Investimento operacional de expansão	(1.319)	(1.408)	6,4%	+89
Investimento operacional em benfeitorias	(692)	(752)	8,0%	+61
Var. de fundo maneo de fornecedores de imobilizado	(61)	(54)	-14%	-7
<b>Cash Flow Operacional Líquido</b>	<b>(75,6)</b>	<b>732,2</b>	<b>-</b>	<b>-808</b>
Investimentos/desinvestimentos financeiros (líquidos)	6	(146)	-	+151
Juros financeiros líquidos pagos	(597)	(530)	-13%	-67
Dividendos recebidos	23	20	17%	+3
Dividendos pagos	(825)	(754)	-9,5%	-71
Recebimentos/(pagamentos) de parceiros instit. nos EUA	(15)	141	-	-156
Variações cambiais	218	(43)	-	+260
Outras variações não operacionais	(87)	(53)	-63%	-33
<b>Redução/(Aumento) da Dívida Líquida</b>	<b>(1.353,4)</b>	<b>(633,0)</b>	<b>-114%</b>	<b>-720</b>

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Actividades Operacionais</b>				
Recebimentos de clientes	14.710	14.337	2,6%	+372
Recebimentos por securitização dos ajust. tarifários	442	685	-35%	-242
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(12.320)	(11.406)	-8,0%	-914
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(708)	(477)	-48%	-231
<b>Fluxo gerado pelas operações</b>	<b>2.124</b>	<b>3.139</b>	<b>-32%</b>	<b>-1.014</b>
Receb./.(pagamentos) de imposto sobre o rendimento	(128)	(192)	33%	+64
<b>Fluxo das Actividades Operacionais</b>	<b>1.997</b>	<b>2.947</b>	<b>-32%</b>	<b>-950</b>
<b>Fluxo das Actividades de Investimento</b>	<b>(2.125)</b>	<b>(2.544)</b>	<b>16%</b>	<b>+420</b>
<b>Fluxo das Actividades de Financiamento</b>	<b>105</b>	<b>(218)</b>	<b>-</b>	<b>+322</b>
<b>Variação de caixa e seus equivalentes</b>	<b>(24)</b>	<b>185</b>	<b>-</b>	<b>-209</b>
Efeito das diferenças de câmbio	(13)	(42)	70%	+29

O FFO caiu 5% no período para €2,689M em 2012, reflectindo: i) um menor EBITDA (-3,4%); ii) um aumento de €55M dos juros financeiros líquidos, no seguimento de um aumento de 7% da dívida líquida média; e iii) uma redução de €33M do imposto corrente, explicada por uma diminuição da base tributável em Portugal e no Brasil (devido a um aumento significativo dos recebimentos futuros da actividade regulada, que irão apenas contribuir para o imposto corrente do ano de recebimento).

O fluxo das actividades operacionais caiu 32% para €1.997M em 2012. De notar que em 2012, esta rubrica reflecte o impacto negativo de um aumento líquido de €977M nos recebimentos futuros da actividade regulada: i) +€1,067M estão relacionados com as nossas actividades reguladas em Portugal, penalizadas por um ano 2012 muito seco; e ii) -€89M estão relacionados com as nossas actividades em Espanha, uma vez que o défice tarifário gerado em 2012 foi mais do que compensado pelas securitizações realizadas no período. Em 2012, um total de €443M de recebimentos futuros da actividade regulada (€141M relativos a Portugal e €301M relativos a Espanha) foram securitizados, e em Jan/Fev-13, a EDP recebeu ainda €78M referentes a securitizações em Espanha.

O investimento operacional de expansão caiu 6% no período para €1.319M em 2012, reflectindo uma redução do investimento em capacidade eólica, no seguimento de menores adições de capacidade em 2012 vs. 2011.

Os desinvestimentos financeiros (líquidos) totalizaram €6M em 2012, reflectindo essencialmente, por um lado, a venda à Borealis de uma participação de 49% em 599MW de capacidade eólica nos EUA (€176M), bem como a venda da Evrecy à CTEEP (€24M), e por outro, o pagamento de uma participação adicional de 5% no capital social da Naturgas (€106M), e ainda um pagamento pela expansão da capacidade de Jari em 73MW para 373MW (hídrica no Brasil).

No dia 16 de Maio de 2012, a EDP pagou o seu dividendo anual num total de €671M (€0,185/acção), o que representa um crescimento de 9% face ao ano anterior. O montante de €825M em dividendos pagos em 2012 inclui também o montante pago a interesses não controláveis, nomeadamente ao nível da EDP Brasil.

O impacto positivo de €218M na dívida líquida relativo a variações cambiais reflecte essencialmente o impacto da depreciação de 11% do BRL face ao EUR entre Dez-11 e Dez-12, bem como uma menor depreciação de 2% do USD face ao EUR no mesmo período.

Em conclusão, a dívida líquida aumentou €1,35MM vs. Dez-11 para €18,2MM a Dez-12.

Importa ainda referir que, em termos de investimentos/desinvestimentos financeiros, em Fev-13, a EDP vendeu os seus activos de transporte de gás em Espanha por um "enterprise value" de €258M. Adicionalmente, no âmbito da parceria estratégica com a CTG, em Dez-12, a EDP acordou a venda de uma participação minoritária de 49% do capital social, e de 25% dos suprimentos existentes, na EDP Renováveis Portugal, S.A (615MW em operação e 29MW em desenvolvimento, todos em Portugal), por €359M - esta transacção está sujeita à obtenção de autorizações regulatórias das entidades competentes, esperando-se a sua conclusão durante o 1S13. Saliente-se ainda que, até Jun-13, a EDP espera pagar €0,1MM pela compra de uma participação adicional de 5% na Naturgas, sendo esta a última tranche do capital da Naturgas a ser adquirida em conformidade com o acordo realizado com o Ente Vasco de Energia.

Adicionalmente, e no que se refere aos programas de incentivos fiscais à construção de capacidade eólica no EUA recebidos pela nossa subsidiária, a EDP Renováveis, importa destacar que, nas primeiras semanas de Jan-13, o parque eólico de Marble River (125MW nos EUA comissionados em 2012) recebeu um crédito fiscal de USD120M ("Investment Tax Credit").

# Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Dez. vs. Dez.		
	Dez-12	Dez-11	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	20.905	20.708	197
Activos intangíveis	6.542	6.800	-259
Goodwill	3.318	3.327	-9
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	587	534	54
Impostos, correntes e diferidos	776	1.156	-380
Inventários	378	346	32
Clientes, líquido	2.377	2.152	225
Outros activos, líquido	5.620	4.443	1.176
Depósitos colaterais	428	68	360
Caixa e equivalentes de caixa	1.695	1.732	-36
<b>Total do Activo</b>	<b>42.628</b>	<b>41.268</b>	<b>1.360</b>

Capital Próprio (€ M)	Dez-12	Dez-11	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.192	8.110	83
Interesses não controláveis	3.239	3.277	-38
<b>Total do Capital Próprio</b>	<b>11.432</b>	<b>11.387</b>	<b>45</b>

Passivo (€M)	Dez-12	Dez-11	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	20.523	18.785	1.738
Médio e longo prazo	16.716	15.786	929
Curto prazo	3.808	2.999	809
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.933	1.823	110
Parcerias institucionais, eólico EUA	1.680	1.784	-104
Provisões	383	415	-32
Impostos, correntes e diferidos	1.320	1.501	-181
Outros passivos, líquido	5.357	5.573	-216
<b>Total do Passivo</b>	<b>31.196</b>	<b>29.881</b>	<b>1.315</b>

Total do Capital Próprio e Passivo	Dez-12	Dez-11	Δ Abs.
	<b>42.628</b>	<b>41.268</b>	<b>1.360</b>

Benefícios aos Empregados (€M)	Dez-12	Dez-11	Δ Abs.
Pensões (3)	939	1.004	-65
Actos médicos e outros	994	819	175
<b>Benefícios aos Empregados</b>	<b>1.933</b>	<b>1.823</b>	<b>110</b>

Passivo com Investidores Institucionais (€ M)	Dez-12	Dez-11	Δ Abs.
Parcerias Institucionais, Eólico EUA	1.680	1.784	-104
(-) Proveitos diferidos	738	773	-36
<b>Passivo com Investidores Institucionais</b>	<b>942</b>	<b>1.011</b>	<b>-68</b>

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Dez-12	Dez-11	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (1)	1.543	740	803
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	654	390	263
Espanha (2)	424	514	-89
Brasil (4)	89	4	85
<b>Receb. Futuros da Actividade Regulada</b>	<b>2.710</b>	<b>1.648</b>	<b>1.062</b>

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €0,1MM vs. Dez-11 para €27,4MM a Dez-12, reflexo de: (1) +€2,0MM de investimento operacional no período; (2) -€1,5MM de amortizações no mesmo período; e (3) um impacto líquido de -€0,5MM ligado a uma depreciação do Real Brasileiro (11%), do Leu Romeno (3%) e do Dólar Americano (2%), e a uma apreciação do Zloty Polaco (9%) face ao Euro. A Dez-12, existiam €3.3MM de imobilizado em curso (12% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis), relacionados com investimentos já realizados em redes reguladas, em centrais eléctricas, no desenvolvimento de parques eólicos, em equipamentos ou em direitos de concessão que ainda não estão em operação.

O valor contabilístico dos **investimentos financeiros e activos detidos para venda** totalizava €587M a Dez-12, incluindo essencialmente as nossas participações financeiras na Setgás (33%), CEM (21%), REN (3,5%) e BCP (2,0%), bem como €0,2MM relativos à nossa rede de transmissão de gás em Espanha, cuja venda foi concluída com a Enagás em Fev-13.

As rubricas de **impostos activos e passivos, correntes e diferidos**, caíram €0,2MM vs. Dez-11, devido essencialmente a uma redução do montante de impostos a receber relativo aos impostos sobre o valor acrescentado (IVA) e sobre o rendimento colectivo (IRC).

O montante de **outros activos (líquidos)** subiu €1,2MM vs. Dez-11 para €5,6MM a Dez-12, reflexo de um aumento do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro, que resultou maioritariamente: (1) de um aumento de €0,8MM dos activos da actividade regulada a receber no futuro referentes às actividades de distribuição de energia e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal; e (2) de um aumento de €0,3MM dos activos da actividade regulada a receber no futuro relativos aos CMEC em Portugal.

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** subiu €1,1MM para €2,7MM a Dez-12, devido a: (1) um aumento de €1.067M do montante originado em Portugal nas actividades de distribuição de energia e CUR (+€803M) e de produção ao abrigo dos CMEC (+€263M); (2) um aumento de €85M do montante originado pela nossa actividade no Brasil, reflexo do aumento do custo médio de aquisição de energia; e (3) de uma redução de €89M do montante proveniente de Espanha, uma vez que o défice tarifário gerado no período foi mais do que compensado pelo recebimento em 2012 de €301M relativos à securitização de parte do défice tarifário existente.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** aumentaram 0,1MM para €8,2MM a Dez-12, reflectindo €1,0MM de resultado líquido gerado no período, o pagamento de €0,7MM em dividendos, €0,1MM de impacto negativo em reservas consequência das variações cambiais nomeadamente do Real, do Leu, do Dólar e do Zloty face ao Euro, e €0,1MM de perdas actuariais (líquidas de impostos).

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** (bruto, antes de impostos diferidos), aumentou €0,1MM para €1,9MM a Dez-12, reflexo da actualização dos pressupostos actuariais utilizados no cálculo do montante da responsabilidade – 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 €0,1MM vs. Dez-11 para €0,9MM a Dez-12, consequência do recebimento, por parte dos parceiros institucionais, dos benefícios fiscais que vão sendo gerados pelos parques eólicos. De notar que o referido montante está ajustado de proveitos diferidos, relacionados com os benefícios fiscais já atribuídos aos investidores institucionais e ainda por reconhecer na Demonstração de Resultados.

O montante de **outros passivos (líquidos)** caiu €0,2MM vs. Dez-11 para €5,4MM a Dez-12, devido essencialmente ao pagamento de €0,1MM pela aquisição de uma participação adicional de 5% no capital da Naturgas, em linha com o acordo existente com o Ente Vasco de Energia, e a variações cambiais nos instrumentos financeiros derivados.

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

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

(3) Pensões incluem a provisão relativa a custos de programas de reestruturação de RH da EDPD (recuperados na tarifa);

(4) Brasil: os recebimentos futuros da actividade regulada não estão contabilizados na Posição Financeira do Grupo.

# Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)	Dez-12	Dez-11	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	17.418,7	15.909,1	9,5%	1.510
EDP Produção + HC Energia + Portgás	237,7	259,3	-8,3%	-22
EDP Renováveis	912,3	833,8	9,4%	79
EDP Brasil	1.507,5	1.406,1	7,2%	101

Dívida Financeira Nominal	20.076,3	18.408,4	9,1%	1.668
---------------------------	----------	----------	------	-------

Juros da dívida a liquidar	331,6	304,4	8,9%	27
"Fair Value"(cobertura dívida)	115,4	72,3	60%	43
Derivados associados com dívida (2)	(165,7)	(105,1)	-58%	-61
Depósitos colaterais associados com dívida	(428,5)	(68,4)	-	-360

Dívida Financeira	19.929,0	18.611,6	7,1%	1.317
-------------------	----------	----------	------	-------

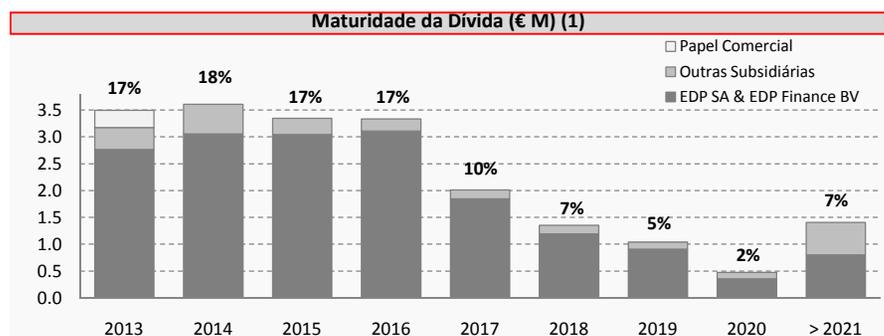
Caixa e Equivalentes	1.695,3	1.731,5	-2,1%	-36
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	1.237,8	1.140,8	8,5%	97
EDP Renováveis	245,8	219,9	12%	26
EDP Brasil	211,7	370,8	-43%	-159
<b>Activos financ. ao justo valor atrav. resultados</b>	<b>0,4</b>	<b>0,2</b>	-	<b>0</b>

Dívida Líquida do Grupo EDP	18.233,3	16.879,9	8,0%	1.353
-----------------------------	----------	----------	------	-------

Linhas de Crédito em Dez-12 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	2.000	21	1.700	Nov-15
Linhas Crédito Domésticas	183	8	183	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	300	2	300	Renovável
<b>Total Credit Lines</b>	<b>2.483</b>		<b>2.183</b>	

Debt Ratings	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BB+/Neg/B	Ba1/Neg/NP	BBB-/Neg/F3
Último Relatório de Rating	01-02-2012	16-02-2012	02-08-2012

Rácios de Dívida	Dez-12	Dez-11
Dívida Líquida / EBITDA	5,0x	4,5x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	4,3x	4,1x



A **dívida financeira** da EDP é emitida essencialmente ao nível da "holding" (EDP S.A. e EDP Finance B.V.), através do mercado obrigacionista (público e privado) e de empréstimos bancários. Os investimentos e operações são financiados em moeda local para mitigar o risco cambial. A EDP Brasil autofinancia-se em moeda local e fundamentalmente sem recurso à EDP S.A.. Outros financiamentos externos consistem essencialmente em estruturas de "project finance", maioritariamente realizadas por subsidiárias da EDP Renováveis (EDPR). A nossa dívida em USD é utilizada no financiamento de investimentos eólicos da EDPR nos EUA, sendo emitida ao nível da EDP S.A. e EDP Finance B.V. e depois emprestada internamente. A estratégia de financiamento da EDP visa manter o acesso a fontes diversificadas e garantir as necessidades de financiamento com 12 a 24 meses de antecedência. Em 2012, os rácios de **dívida líquida/EBITDA** e **dívida líquida/EBITDA ajustado** de recebimentos futuros da actividade regulada foram de 5,0x e 4,3x respectivamente. A EDP visa uma melhoria constante do fluxo de caixa gerado e dos seus rácios de crédito nos próximos anos. A notação de crédito atribuída à EDP pela S&P e pela Fitch está 1 nível acima da notação da República de Portugal, e a da Moody's está 2 níveis acima.

Em Mai-12, a EDP realizou uma emissão de retalho de €250M com maturidade de 3 anos e cupão de 6%. Em Jun-12, procedeu ao reembolso de uma emissão de €500M que pagava um cupão fixo de 4,25%. Em Set-12, a EDP fez uma emissão de €750M com maturidade de 5 anos e cupão 5,75% (10.0x a procura). Em Out-12, a EDP assinou com o Bank of China um contrato de financiamento "multicurrency" de €800M, com maturidade de 3 anos e uma margem de 350pb acima da Libor 3M. Em Nov-12, a EDP reembolsou uma emissão de USD1MM que pagava um cupão fixo de 5,375% e realizou uma emissão de CHF125M com maturidade de 6 anos e um cupão de 4% (convertido para EUR). Ainda em 2012, a EDPR executou estruturas de "project finance" num montante de €274M para capacidade eólica em Espanha (125MW), na Bélgica (57MW) e na Roménia (57MW). Em Jan-13, a EDP assinou um contrato de financiamento no montante de €1,6MM com um grupo de 16 bancos e que pagará uma taxa de juro Euribor 3M acrescida de 400pb.

No âmbito da parceria estratégica com a CTG: i) em Jul-12, a EDP acordou com o China Development Bank (CDB) os termos para o financiamento de €1,0MM, a 5 anos e com um juro correspondente à Euribor 6M + 480pb (utilizados em Ago-12) – parte de um compromisso firme de financiamento por parte do CDB, num montante de €2,0MM para uma maturidade de até 20 anos; e ii) em Dez-12, a EDPR acordou com a CTG a venda de uma participação de 49% no capital social, e de 25% nos suprimentos, da EDPR Portugal (615MW operacionais + 29MW em desenvolvimento, todos em Portugal) por €359M (conclusão esperada para 1S13) – a CTG irá investir €2MM (incluindo co-financiamento) na compra de participações minoritárias em capacidade renovável em 2012-15.

A Dez-12, a maturidade média da dívida era de 4,0 anos. O peso da taxa fixa na dívida consolidada do Grupo caiu de 48% a Set-12 para 44% a Dez-12. A Dez-12, o montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €3,9MM. Este montante inclui €1,7MM em caixa e equivalentes e €2,2MM em linhas de crédito disponíveis, dos quais €300M em programas de papel comercial com colocação garantida e €1,7MM disponíveis relativos a um financiamento de um total de €2,0MM na modalidade "revolving" com maturidade residual de quase 3 anos. Esta posição de liquidez, acrescida: i) do financiamento de €1,6MM assinado em Jan-13; e ii) dos €245M recebidos em Fev-13 relativos à venda dos activos de transmissão de gás em Espanha, permitirá à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento para além de 2014. Considerando os remanescentes €3MM provenientes da execução do acordo de parceria com a CTG (dos quais €359M já foram acordados, como acima mencionado), a nova posição de liquidez permitirá à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento até final 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



Balança Eléctrica (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	2012	2011	Δ%	2012	2011	Δ%	2012	2011	Δ%
Hidroeléctrica	5,8	10,8	-46%	19,5	27,6	-29%	25,3	38,4	-34%
Nuclear	-	-	-	61,5	57,7	6,5%	61,5	57,7	6,5%
Carvão	12,1	9,1	33%	54,7	43,5	26%	66,9	52,6	27%
CCGT	5,6	10,3	-45%	38,6	50,7	-24%	44,2	61,1	-28%
Fuel/gas/diesel	0,0	(0,0)	-	-	-	-	0,0	(0,0)	-
Auto-consumo	-	-	-	(7,9)	(7,2)	9%	(7,9)	(7,2)	8,9%
(-) Bombagem	(1,4)	(0,7)	88%	(5,0)	(3,2)	56%	(6,4)	(4,0)	62%
<b>Regime Convencional</b>	<b>22,2</b>	<b>29,5</b>	<b>-25%</b>	<b>161,3</b>	<b>169,1</b>	<b>-4,6%</b>	<b>183,5</b>	<b>198,6</b>	<b>-7,6%</b>
Eólica	10,0	9,0	11%	48,2	42,1	14%	58,2	51,1	14%
Outras	8,9	9,2	-2,7%	54,3	50,3	7,9%	63,2	59,5	6,3%
<b>Regime Especial</b>	<b>19,0</b>	<b>18,2</b>	<b>4,2%</b>	<b>102,4</b>	<b>92,4</b>	<b>11%</b>	<b>121,4</b>	<b>110,6</b>	<b>9,8%</b>
Importação/(exportação)	7,9	2,8	181%	(11,8)	(6,1)	93%	(3,9)	(3,3)	18%
<b>Consumo Referido à Emissão</b>	<b>49,1</b>	<b>50,5</b>	<b>-2,9%</b>	<b>252,0</b>	<b>255,4</b>	<b>-1,3%</b>	<b>301,0</b>	<b>305,9</b>	<b>-1,6%</b>
Corrigido temperatura, dias úteis			-3,6%			-1,7%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	2012	2011	Δ%	2012	2011	Δ%	2012	2011	Δ%
Procura convencional	37,5	35,5	5,6%	278,1	263,1	5,7%	315,5	298,5	5,7%
Procura para produção electricidade	11,9	21,3	-44%	84,6	109,9	-23%	96,6	131,2	-26%
<b>Procura Total</b>	<b>49,4</b>	<b>56,8</b>	<b>-13%</b>	<b>362,7</b>	<b>373,0</b>	<b>-2,8%</b>	<b>412,1</b>	<b>429,8</b>	<b>-4,1%</b>

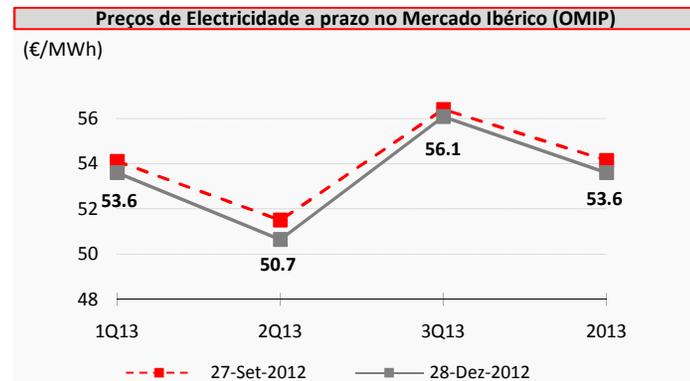
A procura de electricidade na P. Ibérica (P.I.) caiu 1,6% em 2012. Em Espanha (84% do consumo), a procura recuou 1,3% (-1,7% ajustada dos efeitos temperatura e dias úteis), após uma queda de 3,3% no 4T12 (vs. 4T11), penalizada pelo segmento industrial. Em Portugal (16% do total), a procura desceu 2,9% (3,6% ajustada), reflectindo uma queda de 1,8% no 4T12 suportada pelos segmentos residencial, PME e de iluminação pública.

A capacidade instalada na P. Ibérica cresceu 2% (+2,4GW) em 2012, suportada por +2,8GW em Espanha (essencialmente através de tecnologia solar, cogeração e eólica) e -0,4GW em Portugal (uma vez que o encerramento de capacidade a fuel óleo e cogeração compensou as adições de capacidade hídrica e eólica). Apesar do menor consumo bruto em 2012 (-4,8TWh), a procura residual térmica (PRT) desceu apenas 2,6TWh, suportada por recursos hídricos c52% abaixo da média histórica, em particular nos 9M12: a produção hídrica líquida de bombagem caiu 16TWh em 2012 (apesar da produção estável no 4T12 vs. 4T11 fruto de normalização de recursos hídricos), enquanto a produção em regime especial (incluindo eólica) subiu 11TWh em 2012 (impulsionada por recursos eólicos mais fortes e por uma expansão de 6% na capacidade instalada) e a produção nuclear subiu 4TWh. As importações líquidas em Portugal subiram 5TWh reflexo de um mix de produção mais caro (vs. Espanha) em anos secos. A queda da PRT foi suportada pelas centrais CCGTs (-17TWh), enquanto a produção das centrais a carvão aumentou 14TWh, suportada pela maior competitividade-custo das centrais a carvão face às CCGTs num cenário de menores preços de carvão e CO<sub>2</sub>. No 4T12, os recursos hídricos melhoraram significativamente, traduzindo-se numa PRT inferior em 3TWh (vs. 4T11).

O preço médio à vista em Espanha desceu 5,3% em 2012, para €47,2/MWh, ficando €0,9/MWh abaixo da média de Portugal (fruto de um mix de produção mais caro em Portugal, em anos secos). Face ao 3T12, o preço à vista em Espanha caiu 6% no 4T12, reflexo de acréscimo de recursos hídricos em Portugal, a par de preços de carvão e CO<sub>2</sub> inferiores. O preço médio de CO<sub>2</sub> recuou 43%, para uma média de €7,4/ton em 2012. O preço médio final da electricidade em Espanha recuou 8%, superando em €8/MWh o preço da pool suportado pelos mercados de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

O consumo de gás na P.I. recuou 4,1% em 2012, fruto de um menor consumo nas CCGTs. A procura convencional subiu 5,7%, essencialmente suportada por Espanha. O consumo de gás para produção de electricidade recuou 26% em 2012, devido a uma redução das horas de funcionamento das CCGTs, tanto em Portugal como em Espanha.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	2012	2011	Δ%
Hídrica	21,9	21,7	1,2%
Nuclear	7,5	7,5	-
Carvão	12,6	12,6	0%
CCGT	28,8	28,6	0%
Fuel/gas/diesel	2,2	2,9	-24%
<b>Regime Convencional</b>	<b>72,9</b>	<b>73,2</b>	<b>-0,4%</b>
Eólica	26,7	25,6	4,3%
PRE's (outras)	20,0	18,4	8,5%
<b>Regime Especial</b>	<b>46,7</b>	<b>44,1</b>	<b>6,1%</b>
<b>Total</b>	<b>119,7</b>	<b>117,3</b>	<b>2,0%</b>



Factores Chave	2012	2011	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,48	0,92	-48%
Espanha	0,46	0,83	-45%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	48,1	50,4	-4,7%
Espanha	47,2	49,9	-5,3%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	55,5	60,0	-7,6%
Direitos de emissão de CO <sub>2</sub> , €/ton (1)	7,4	12,9	-43%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	92,6	122,5	-24%
Gás (CMP), €/MWh (1)	28,6	25,1	14%
Gás NBP, €/MWh (1)	25,1	22,2	13%
Brent, USD/Barril (1)	111,6	110,9	0,6%
EUR/USD (1)	1,28	1,39	-7,7%

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



DR Operacional (€ M)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Receitas CAE/CMEC</b>	<b>1.223,7</b>	<b>1.146,2</b>	<b>6,8%</b>	<b>+77</b>
Receitas no mercado (i)	749,1	909,2	-18%	-160
Desvio anual (ii)	490,6	234,4	109%	+256
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	(16,1)	2,7	-	-19
<b>Custos Directos: CAE/CMEC</b>	<b>323,7</b>	<b>246,5</b>	<b>31%</b>	<b>+77</b>
Carvão	258,6	244,1	5,9%	+14
Fuel	2,9	3,0	-3,4%	-0
CO2 e outros custos (líquidos)	62,2	(0,6)	-	+63
<b>Margem Bruta CAE/CMEC</b>	<b>900,0</b>	<b>899,7</b>	<b>0,0%</b>	<b>+0</b>
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	64,7	68,2	-5,2%	-4
Mini-hídricas	23,7	41,0	-42%	-17
<b>Margem Bruta Regime Especial</b>	<b>88,4</b>	<b>109,2</b>	<b>-19%</b>	<b>-21</b>
Custos Operacionais Líquidos (1)	186,3	171,2	8,8%	+15
<b>EBITDA</b>	<b>802,1</b>	<b>838,0</b>	<b>-4,3%</b>	<b>-36</b>
Amortizações & provisões líquidas	210,3	202,5	3,8%	+8
<b>EBIT</b>	<b>591,8</b>	<b>635,5</b>	<b>-6,9%</b>	<b>-44</b>
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	12,8	(6,7)	-	+19
Empregados (#)	1.321	1.325	-0,3%	-4

CAE/CMEC: Dados-chave	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Disponibil. Real/Contratada</b>				
Hídrica	1,04	1,02	2,4%	+0,0
Térmica	1,07	1,09	-1,6%	-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	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Produção de Electricidade (GWh)</b>	<b>2.246</b>	<b>2.385</b>	<b>-5,8%</b>	<b>-139</b>
Mini-hídricas Portugal	253	438	-42%	-186
Térmica em Portugal	1.177	1.105	6,4%	+71
Térmica em Espanha	817	841	-2,9%	-24
<b>Margem Bruta Média (€/MWh)</b>				
Mini-hídricas Portugal	94	93	0,5%	+0
Térmica em Portugal	28	33	-16%	-5
Térmica em Espanha	39	37	4,5%	+2

Investimento Operacional (€M)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Produção PPA/CMEC</b>	<b>35,0</b>	<b>48,0</b>	<b>-27%</b>	<b>-13</b>
Recorrente - Hídricas	21,1	25,5	-17%	-4
Recorrente - Térmicas	10,2	5,8	76%	+4
Não recorrentes (ambiental)	3,6	16,7	-78%	-13
<b>Regime Especial</b>	<b>9,2</b>	<b>10,9</b>	<b>-16%</b>	<b>-2</b>
Expansão	0,0	1,6	-100%	-2
Manutenção	9,2	9,2	-1%	-0
<b>Total</b>	<b>44,1</b>	<b>58,9</b>	<b>-25%</b>	<b>-15</b>

O EBITDA da produção contratada de L.P. recuou 4,3% (-€36M), para €802M em 2012, penalizado por: (i) uma produção inferior nas nossas centrais mini-hídricas (-€17M na margem bruta), (ii) resultados com combustíveis e CO<sub>2</sub> mais baixos (-€21M vs. 2011); e (iii) -€26M de custos maioritariamente oriundos de reestruturação (vs. €14m em 2011).

A margem bruta de CAE/CMEC ficou estável em 2012, em €900M, na medida em que o (i) impacto positivo decorrente de uma inflação e disponibilidade média acima dos níveis contratados e pelo comissionamento do equipamento de desnitrificação em Sines; foi compensado por (ii) menores resultados com combustíveis e CO<sub>2</sub> (€0,8M em 2011 e -€20M em 2012).

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ("revisibilidade") ascendeu a €491M em 2012 (valor a recuperar nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso, pagas por todos os consumidores de electricidade em Portugal), impulsionado por um tempo muito seco (o factor de produção hídrica ficou 52% aquém da média anual). As centrais hídricas registaram um desvio de €272M em 2012, fruto de uma produção 54% abaixo da referência do CMEC, de um preço médio realizado em linha com a referência CMEC e de um nível de disponibilidade das nossas centrais 4% acima do nível contratado. O desvio gerado nas centrais térmicas em 2012 (€219M essencialmente decorrente de Sines) traduz uma margem média unitária 48% abaixo da referência dos CMEC, enquanto que o nível de disponibilidade e a produção superaram os níveis contratados em CMEC em +7% e +2%, respectivamente.

Em Mai-12, o Governo Português anunciou um pacote de medidas para o sector energético, incluindo o acordo com a EDP no sentido de um ajustamento da taxa de juro aplicável à repercussão tarifária do montante anual da parcela fixa dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), no valor médio, para o período 2013 a 2027, de aproximadamente €13M/ano (com impacto nos resultados financeiros), o que corresponde a €120M em valor actual. A data prevista para o termo do PPA da nossa central a fuel óleo de Setúbal (943MW) foi Dez-12. Esta central contribuiu em 2012 com uma margem bruta de €109M, um EBITDA de €99M e um EBIT de €57M.

A margem bruta em regime especial caiu 19%, para €88M em 2012, reflectindo um custo de gás superior na cogeração e uma redução na produção das centrais mini-hídricas (-42%, decorrente do tempo seco, em especial nos 9M12). Em Jan-13, a EDP vendeu a sua posição na Soporgen (cogeneradora com 67MW), cujo impacto em 2012 se resumiu a uma margem bruta de €14M e um EBITDA de €13M.

Os custos operacionais líquidos<sup>(1)</sup> subiram 9% (+€15M), para €186M em 2012, penalizados por €26M de custos não recorrentes (dos quais €21M com reestruturações; vs. €14M em 2011) e por um controlo de custos rigoroso. As amortizações líquidas e provisões ascenderam a €210M, reflectindo o comissionamento do equipamento de desnitrificação na nossa central a carvão de Sines.

O investimento operacional na produção contratada de LP ascendeu a €44M em 2012, essencialmente dedicado à manutenção. O aumento do investimento operacional de manutenção em centrais térmicas decorre da maior produção na nossa central de Sines (a carvão).

## 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 €9,9M de perdas realizadas em 2012 (vs. Perdas de €18M em 2011); (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)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>773,0</b>	<b>791,9</b>	<b>-2,4%</b>	<b>-19</b>
Produção de electricidade	424,1	485,4	-13%	-61
Portugal	92,5	146,2	-37%	-54
Espanha	321,8	352,7	-8,8%	-31
Ajustamentos	9,8	-13,4	-	+23
Comercialização de electricidade	318,9	244,8	30%	+74
Comercialização de gás	58,7	78,2	-25%	-20
Ajustamentos	-28,7	-16,5	74%	-12
Custos Operacionais Líquidos (1)	456,7	423,4	7,9%	+33
<b>EBITDA</b>	<b>316,3</b>	<b>368,5</b>	<b>-14%</b>	<b>-52</b>
Provisões	-1,4	-26,2	-95%	+25
Depreciações e amortizações líquidas	257,2	261,9	-1,8%	-5
<b>EBIT</b>	<b>60,4</b>	<b>132,8</b>	<b>-55%</b>	<b>-72</b>

O EBITDA das actividades liberalizadas desceu 14%, para €316M em 2012, suportado por (i) +€13M de margem bruta na actividade de electricidade; (ii) -€20M de margem bruta no negócio de comercialização de gás; e por (iii) +€33M de custos operacionais. A redução na margem bruta de gás deriva de uma descida de 4% no volume de gás comercializado (suportada pelas operações em Portugal) e da contracção da margem média unitária, justificada pelo aumento de custos de gás e concorrência sentida na contratação de novos clientes industriais. Em Dez-12, a EDP iniciou operações em Alqueva II (+257MW), uma repotenciação com bombagem. No 4T11, a EDP iniciou operações em Picote II e Bemposta II, duas repotenciações com um total de 437MW a operar em mercado.

**No negócio de electricidade**, a margem bruta subiu 1,7% em 2012, para €743M, na medida em que a margem média unitária antes de coberturas superior (+€5/MWh vs. 2011, para €12,8/MWh) compensou a queda nos volumes vendidos (-8%) e os menores ganhos com coberturas de electricidade. Em 1-Jun-12 foi interrompido o pagamento de garantia de potência em Portugal, limitando a sua contribuição em 2012 a €7M em 2012 (vs. €45M em 2011).

**Volumes:** O volume vendido totalizou 44TWh em 2012 (-7,8%), com vendas no mercado grossista 17% mais baixas e vendas a clientes finais 1,5% abaixo de 2011 (apesar do acréscimo de 8% em Portugal). Em 2012, a nossa produção satisfaz 29% das necessidades das unidades de comercialização, na sequência de uma queda de 15% na produção (líquida de bombagem), essencialmente resultante das CCGTs (-55%). Por sua vez, a produção a carvão subiu 25%, suportada pelo baixo custo relativo de produção (decorrente do menor custo com carvão e de CO<sub>2</sub>, queima de gases siderúrgicos e eficiência superior). No 4T12, destaca-se a subida de vendas a clientes de retalho em Portugal (+16%) e o reforço do peso de produção própria no mix de energia (suportada pelo acréscimo de recursos hídricos e pela entrada de nova capacidade hídrica em operação).

**Margens** <sup>(2)(3)</sup>: A margem média alcançada subiu €3/MWh (+29%), para €11,4/MWh em 2012, reflectindo uma margem média unitária antes de coberturas mais alta (+€5/MWh) e menores resultados com cobertura de electricidade (-€2/MWh). O **custo médio da electricidade vendida** manteve-se estável em 2012, já que o acréscimo no custo médio da electricidade produzida (+4,4% suportado por uma actividade de bombagem mais intensa) foi compensado por um mix de electricidade mais barato. O **preço médio de venda** subiu 8,7% em 2012, impulsionado por um preço médio de venda a clientes de retalho mais elevado (fruto de um aumento do peso de consumo residencial no mix). Face ao 3T12, a margem média efectiva subiu de €11,6/MWh para €14,8/MWh no 4T12, impulsionada por um mix de electricidade mais barato (-8% vs. 3T12, fruto de um peso superior no mix de compras de electricidade) e por uma subida do preço médio de venda a clientes de retalho (+6% vs. 3T12).

Performance Electricidade	2012	2011	Δ%	2012	2011	Δ%
	<b>Produção (GWh)</b>			<b>Custo Variavel (€/MWh) (2)</b>		
Produção Electricidade (4)	12.557	14.849	-15%	41,1	39,4	4,4%
Compras de Electricidade	31.425	32.839	-4,3%	53,9	54,5	-1,1%
<b>Fontes de Electricidade</b>	<b>43.983</b>	<b>47.688</b>	<b>-7,8%</b>	<b>50,2</b>	<b>50,1</b>	<b>0,3%</b>
	<b>Vendas Electric. (GWh)</b>			<b>Preço Médio (€/MWh) (3)</b>		
Perdas na Rede	687	1.167	-	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - Retalho	30.273	30.747	-1,5%	61,8	56,6	9,2%
Mercado Grossista	13.023	15.774	-17%	68,9	64,9	6,3%
<b>Destinos de Electricidade</b>	<b>43.983</b>	<b>47.688</b>	<b>-7,8%</b>	<b>63,0</b>	<b>58,0</b>	<b>8,7%</b>

Margem Bruta Electricidade (€ M)	2012	2011	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	12,8	7,9	61%	+5
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (5)	(1,3)	1,0	-	-2
Margem Unitária (€/MWh)	11,4	8,9	29%	+3
Volume Total (TWh)	44,0	47,7	-7,8%	-4
<b>Fontes &amp; Destinos Electricidade</b>	<b>502,3</b>	<b>423,6</b>	<b>19%</b>	<b>+79</b>
<b>Serviços Comerciais Partilhados (6)</b>	<b>221,2</b>	<b>207,6</b>	<b>6,5%</b>	<b>+14</b>
<b>Outros (7)</b>	<b>19,5</b>	<b>99,0</b>	<b>-80%</b>	<b>-79</b>
<b>Total</b>	<b>743,0</b>	<b>730,2</b>	<b>2%</b>	<b>+13</b>

Destinos de Gás (TWh)	2012	2011	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	13,3	19,2	-30%	-6
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre (8)	30,4	31,9	-4,8%	-2
<b>Total</b>	<b>43,7</b>	<b>51,1</b>	<b>-14%</b>	<b>-7</b>

O nosso abastecimento de gás em 2012 baseia-se num portfólio anual de 4,3bcm afecto a contratos de longo prazo, cuja flexibilidade foi melhorada através de diversas renegociações de contratos (com redução de limites take-or-pay). No actual contexto de mercado, a EDP não se tem restringido a utilizar o gás contratado apenas na produção de electricidade ou na venda a clientes finais no mercado livre Ibérico. De facto, as vendas de gás em mercados internacionais têm-se revelado uma opção frequentemente mais atractiva. O consumo de gás caiu 14%, para 44TWh (3,7bcm) em 2012, suportado por menores vendas a clientes (-4,8%) e por um consumo nas nossas centrais inferior (-30%).

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. Desta forma, a EDP favoreceu vendas de gás em mercados grossistas, tendo já assegurado margens para c80% do montante de gás comprometido em 2013. Adicionalmente, a EDP fechou posição para 100% da produção a carvão esperada em 2013. Paralelamente, a EDP contratou com clientes 20TWh de vendas de electricidade para 2013.

(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 as empresas de serviços comerciais partilhados na P. Ibérica; (7) Inclui garantia de potência, serviços prestados e outros; (8) Excluindo vendas às nossas unidades de cogeração; Inclui vendas em mercados grossistas.

# Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	2012	2011	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>424,1</b>	<b>485,4</b>	<b>-13%</b>	<b>-61</b>
Portugal	92,5	146,2	-37%	-54
Espanha	321,8	352,7	-8,8%	-31
Ajustamentos	9,8	-13,4	-	+23
Fornecimentos e serviços externos	71,8	70,6	1,7%	+1
Custos com pessoal	44,2	41,5	6,6%	+3
Custos com benefícios sociais	1,6	2,6	-38%	-1
Outros custos operacionais (líq.)	52,6	24,7	113%	+28
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>170,3</b>	<b>139,3</b>	<b>22%</b>	<b>+31</b>
<b>EBITDA</b>	<b>253,8</b>	<b>346,1</b>	<b>-27%</b>	<b>-92</b>
Provisões	1,7	(3,8)	-	+6
Deprec. e amortizações líquidas	233,6	239,6	-2,5%	-6
<b>EBIT</b>	<b>18,5</b>	<b>110,3</b>	<b>-83%</b>	<b>-92</b>

Empregados (#)	651	784	-17%	-134
----------------	-----	-----	------	------

Dados-chave	2012	2011	Δ%	Δ Abs.
<b>Produção Electricidade (GWh)</b>	<b>13.184</b>	<b>15.196</b>	<b>-13%</b>	<b>-2.012</b>
CCGT	3.106	6.826	-55%	-3.720
Carvão	6.714	5.354	25%	+1.361
Hidroeléctrica	2.134	1.804	18%	+329
Nuclear	1.230	1.212	1,5%	+18
<b>Custos Variáveis (€/MWh) (2)</b>	<b>39,1</b>	<b>39,4</b>	<b>-0,6%</b>	<b>-0,2</b>
CCGT	79,4	60,3	32%	+19,2
Carvão	36,3	32,0	13%	+4,3
Hidroeléctrica	9,6	5,8	66%	+3,8
Nuclear	4,1	4,1	1,2%	+0,0
<b>Factores de Utilização (%)</b>				
CCGT	9%	21%	-	-11p.p.
Carvão	52%	42%	-	10p.p.
Hidroeléctrica	18%	21%	-	-4p.p.
Nuclear	90%	89%	-	1p.p.
<b>Emissões CO2 (M. ton.)</b>				
Total de emissões (3)	9,0	9,4	-4,9%	-0,5
Licenças gratuitas (3)	10,4	10,8	-3,6%	-0,4

Investimento Operacional (€ M)	2012	2011	Δ%	Δ Abs.
<b>Expansão</b>	<b>442,4</b>	<b>412,0</b>	<b>7,4%</b>	<b>+30</b>
Hidroeléctrica	442,4	412,0	7,4%	+30
<b>Manutenção</b>	<b>59,9</b>	<b>38,6</b>	<b>55%</b>	<b>+21</b>
Recorrente	59,9	38,6	55%	+21
Não recorrente (ambiental)	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>502,3</b>	<b>450,6</b>	<b>11,5%</b>	<b>+52</b>

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

(2) Inclui custos de combustível, emissão e licenças gratuitas de CO2, resultados de hedging;

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** (não ajustada de volumes de bombagem) desceu 13%, para 13,2TWh em 2012, já que a queda na produção em CCGT (-3,7TWh) mais que compensou a subida de produção a carvão (+1,4TWh) e hídrica (+0,3TWh). Desta forma, as emissões totais de CO<sub>2</sub> caíram 4,9%, ficando 14% aquém das licenças gratuitas atribuíveis ao período. No 4T11, reforçámos o nosso portfólio de produção com baixo custo variável com Picote II e Bemposta II (total de 437MW), as quais permitirão produzir mais em horas de ponta e num ano médio. Já em Dez-12, arrancou a produção em Alqueva II (257MW), uma repotenciação com bombagem que permitirá melhorar a gestão de recursos hídricos. Note-se que estas repotenciações, envolvendo um investimento médio de €0,7M/MW instalado, permitir-nos-ão tirar maior partido de oportunidades no mercado em horas de pico.

O **custo médio de produção unitário** caiu 0,6%, para €39/MWh em 2012, reflectindo um mix de produção mais barato (por via de substituição de CCGTs por energia a carvão e hídrica). Face ao 3T12, o custo de produção recuou 6%, suportado pelo maior peso de hídrica.

**Carvão:** A **produção** subiu 25% em 2012, essencialmente suportada pelo seu custo marginal inferior (vis-a-vis CCGTs). O **factor médio de utilização** subiu 10p.p., para 52% em 2012 (58% no 4T12). A nossa central Soto 3 produz electricidade ao abrigo do RD 1221/2010: em 13-Fev-13, a Resolução 1736 definiu uma margem contratada em Soto 3 para um volume equivalente a 1,1TWh em 2013. Em 2012, Soto 3 produziu 1TWh. O **custo médio da produção** a carvão situou-se em €36/MWh (+13%), reflexo de um custo com CO<sub>2</sub> líquido de licenças gratuitas mais alto.

**CCGTs:** A **produção** caiu 55% em 2012, penalizada pelo elevado custo de produção. Como resultado, o factor médio de utilização recuou 11p.p., para 9% em 2012. O **custo médio de produção** atingiu €79/MWh em 2012, suportado por um custo de gás mais alto e menor volume de produção.

**Hídrica e nuclear:** A produção hídrica subiu 18% em 2012, beneficiando de um acréscimo de 90% no 4T12 (vs. 4T11) decorrente de uma normalização de recursos hídricos e da expansão do portfólio. A contribuição de Alqueva II, em operação desde 1-Dez-12, foi marginal. A subida do custo médio de produção (para €9,6/MWh) decorre da maior intensidade de bombagem (626GWh em 2012 vs 346GWh em 2011). A actividade de bombagem concentrou-se em Alqueva, com um custo médio c30% abaixo do preço à vista (vs. c40% em 2011). A produção nuclear subiu 1,5% em 2012, com um factor médio de utilização de 90% (+1pp vs. 2011).

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) reduzida para €23,4/kW em 2012; (ii) um prémio de disponibilidade, a definir anualmente (€4,7/kW em 2012), para centrais a carvão importado, CCGTs e centrais hídricas. Em Portugal, a Portaria 139/2012 (14-Mai) e a Portaria 251/2012 (20-Ago) interromperam o pagamento de garantia de potência a partir de 1-Jun-12, introduzindo outros incentivos inferiores após o termo do programa de assistência financeira internacional a Portugal: a capacidade térmica em mercado deverá receber um incentivo à disponibilidade; a nova capacidade hídrica receberá um incentivo por 10 anos (50% do valor em repotenciações com bombagem). Em Dez-12, o governo espanhol aprovou diversos impostos que visam garantir a sustentabilidade do sector eléctrico, incluindo um imposto de 7% sobre as receitas e diferentes taxas sobre o consumo de gás/carvão, sobre a utilização de recursos hídricos e produção de resíduos nucleares.

Os **custos operacionais líq.**<sup>(4)</sup> ascenderam a €170M em 2012, reflectindo uma base de comparação especialmente baixa justificada por factores não recorrentes. As **amortizações líquidas** ascenderam a €234M, reflexo da expansão de capacidade hídrica em Portugal e o impacto do descomissionamento de Carregado, em 2011.

O **investimento operacional em produção liberalizada** ascendeu a €502M em 2012. Grande parte do investimento (88% do total) foi canalizado para novos projectos hídricos em Portugal, incluindo Alqueva II, cujas operações se iniciaram em Dez-12 (€28M investido em 2012, €187M investimento acumulado). A EDP tem actualmente em construção 1.468MW: 2 repotenciações de centrais hídricas (Venda Nova III e Salamonde II) e 3 novas centrais hídricas (Baixo Sabor, Ribeiradio e Foz Tua), com arranque previsto em 2014/15.

(3) Inclui emissões de CO2 pela central de Aboño, que queima gases siderúrgicos.

# Comercialização Liberalizada de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	Comercialização em Espanha			
	2012	2011	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>161,9</b>	<b>143,6</b>	<b>13%</b>	<b>+18</b>
Fornecimentos e serviços externos	74,8	69,4	7,7%	+5
Custos com pessoal	14,2	12,6	13%	+2
Custos com benefícios sociais	0,7	0,5	28%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	20,0	29,2	-32%	-9
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>109,7</b>	<b>111,8</b>	<b>-1,9%</b>	<b>-2</b>
<b>EBITDA</b>	<b>52,3</b>	<b>31,8</b>	<b>65%</b>	<b>+21</b>
Provisões	(0,0)	(12,9)	-100%	+13
Depreciações e amortizações líquidas	9,3	7,3	28%	+2
<b>EBIT</b>	<b>43,0</b>	<b>37,4</b>	<b>15%</b>	<b>+6</b>

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	2012	2011	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>203,6</b>	<b>164,7</b>	<b>24%</b>	<b>+39</b>
Fornecimentos e serviços externos	128,2	124,1	3,3%	+4
Custos com pessoal	39,9	38,9	2,4%	+1
Custos com benefícios sociais	4,1	4,3	-3,9%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	6,5	6,3	3,1%	+0
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>178,7</b>	<b>173,6</b>	<b>2,9%</b>	<b>+5</b>
<b>EBITDA</b>	<b>24,9</b>	<b>(8,9)</b>	-	<b>+34</b>
Provisões	(3,0)	(9,6)	-68%	+7
Depreciações e amortizações líquidas	14,3	15,1	-4,8%	-1
<b>EBIT</b>	<b>13,7</b>	<b>(14,4)</b>	-	<b>+28</b>

Dados-chave	2012	2011	Δ%	Δ Abs.
<b>Comercialização em Espanha</b>				
<b>Electricidade - Mercado livre</b>				
Volume Vendido (GWh)	19.543	20.529	-4,8%	-986
Quota de Mercado (%)	11%	12%	-	-1p.p.
Clientes (mil)	771	699	10%	+72
<b>Electricidade - Último recurso</b>				
Volume Vendido (GWh)	709	833	-15%	-124
Clientes (mil)	278	317	-12%	-39
<b>Gás - Mercado livre &amp; Último recurso</b>				
Volume Vendido (GWh)	27.553	28.259	-2,5%	-705
Quota Mercado (%)	10%	11%	-	-1p.p.
Clientes (mil)	772	788	-2,0%	-16
<b>Comercialização em Portugal</b>				
<b>Electricidade - Mercado livre</b>				
Volume Vendido (GWh)	9.835	9.132	7,7%	+704
Quota de Mercado (%)	40%	42%	-	-2p.p.
Clientes (mil)	853	282	203%	+572
<b>Gás em Portugal - Mercado livre</b>				
Volume Vendido (GWh)	6.115	6.786	-10%	-670
Quota Mercado (%) (2)	17%	15%	-	2p.p.
Clientes (mil)	56	2	-	+54
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>21,9</b>	<b>14,9</b>	<b>48%</b>	<b>+7</b>
<b>Empregados (#)</b>	<b>1.158</b>	<b>1.098</b>	<b>5,5%</b>	<b>+60</b>

As nossas actividades de fornecimento de electricidade e gás em Portugal e Espanha estão integradas em plataformas únicas 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 para abastecimento de electricidade e gás com as nossas áreas de produção e “trading” de energia.

## Comercialização de Energia em Espanha

**Electricidade** – O volume vendido no mercado livre caiu 5% para 19,5TWh em 2012, enquanto o número de clientes subiu 10%, traduzindo a estratégia da EDP de enfoque nos clientes mais atractivos, embora à custa de menores volumes, reduzindo assim o risco da carteira de clientes da empresa. A quota de mercado diminuiu 1pp para 11% em 2012, com a EDP a manter uma quota na comercialização que é cerca do dobro da quota na produção.

**Gás** – O volume comercializado diminuiu 2% para 27,6TWh em 2012, em linha com a redução do número de clientes no período, reflexo de uma política de contratação de clientes selectiva em condições de mercado exigentes. A quota de mercado diminuiu de 11% em 2011 para 10% em 2012.

Em 2012, os custos operacionais líquidos diminuíram €2M, devido a um proveito não recorrente de €12M contabilizado no 1T12 ao nível dos outros custos operacionais.

## Comercialização de Energia em Portugal

**Electricidade** – O volume comercializado no mercado livre cresceu 8% para 9,9TWh em 2012, devido à contratação de alguns grandes clientes industriais em meados de 2011 e ao forte crescimento da nossa base de clientes B2C, suportado pelo processo de liberalização em curso. Quanto à quota de mercado, esta ficou-se nos 40% em 2012, vs. 42% em 2011, estando esta evolução em linha com a estratégia de enfoque nos clientes residenciais e PMEs, mais atractivos.

**Gás** – O volume comercializado caiu 10% para 6,1TWh em 2012, reflectindo a redução da procura e um mercado competitivo, nomeadamente no segmento B2B. Os volumes fornecidos no 4T12 aumentaram 14% vs. o 3T12 para 1,6TWh, enquanto o número de clientes aumentou de 29k a Set-12 para 56k a Dez-12. Assim, a quota de mercado da EDP subiu 2pp para 17% em 2012.

De acordo com as regras e o processo de liberalização do mercado de electricidade em curso em Portugal, a EDP Serviço Universal (fornecedor de último recurso em Portugal) enviou uma carta aos seus clientes residenciais informando-os que ao escolherem permanecer no mercado regulado após determinadas datas (1 de Julho de 2012 para os clientes com potência contratada superior a 10,35kVA e 1 de Janeiro de 2013 para os clientes com potência contratada abaixo de 10,35kVA – excluindo os consumidores com direito à tarifa social), teriam que pagar uma tarifa transitória superior, sujeita a actualizações trimestrais. Isto tem por objectivo incentivar os consumidores a passar para o mercado livre. Em conformidade, em Jul-12, o regulador em Portugal introduziu um aumento de 2% nas tarifas reguladas aplicáveis: i) aos clientes residenciais com potencia contratada superior a 10,35kVA; e ii) ao clientes não residenciais, aos quais já estava a ser aplicada uma tarifa transitória superior desde 1 de Janeiro de 2011. Tudo isto se traduziu num forte aumento do volume de clientes de electricidade que passaram para o mercado livre no 4T12 (o numero total de clientes no mercado livre aumentou 43% no 4T12 vs. 3T12, de 742 mil a Set-12 para 1.064 mil a Dez-12). Neste período, a EDP, através da sua subsidiária para o fornecimento de energia em Portugal, a EDP Comercial, aumentou o número de clientes em 56% no 4T12 vs. o 3T12, para 853 mil a Dez-12, o que representava c80% do total de clientes no mercado livre. O aumento de 90% do número de clientes de gás no 4T12 vs. o 3T12 deveu-se ao processo de liberalização mais avançado no fornecimento de gás e a um forte aumento da contratação dupla de electricidade e gás.

Em 2012, os custos operacionais líquidos subiram €5M, devido a um aumento dos fornecimentos e serviços externos, nomeadamente dos custos com serviços ao cliente (“call center”, facturação, entre outros), em linha com o aumento da base de clientes e crescente processo de liberalização.

**Perspectivas – As margens de comercialização de electricidade e gás na Península Ibérica** deverão manter-se sob pressão, devido ao efeito conjunto de preços elevados na “pool” (electricidade), de tarifas de último recurso (TUR) competitivas e de um ambiente concorrencial exigente. **Em termos de volumes, em Espanha**, espera-se que o aumento do IVA do gás e da electricidade em Set-12 de 18% para 21% coloque alguma pressão adicional nos níveis de procura. **Em Portugal**, o regulador aumentou as tarifas de baixa tensão em 2,8% em média para 2013, e no âmbito do processo de liberalização em curso, espera-se que os clientes continuem a passar progressivamente para o mercado livre.

(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)			
	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.157,8</b>	<b>957,2</b>	<b>21%</b>	<b>+201</b>
Forn. e serviços externos	261,8	225,1	16%	+37
Custos com Pessoal	62,7	60,8	3,0%	+2
Outros custos operac. (líq.)	(104,3)	(129,4)	-19%	+25
<b>Custos Operacionais Líq. (1)</b>	<b>220,2</b>	<b>156,5</b>	<b>41%</b>	<b>+64</b>
<b>EBITDA</b>	<b>937,6</b>	<b>800,7</b>	<b>17%</b>	<b>+137</b>
Provisões	(0,0)	(0,3)	-	+0
Amortizações líquidas	487,5	453,5	7,5%	+34
<b>EBIT</b>	<b>450,1</b>	<b>347,5</b>	<b>30%</b>	<b>+103</b>
Result. alienação act. financ.	2,8	10,5	-74%	-8
Resultados financeiros	(277,6)	(244,1)	14%	-33
Resultados em associadas	6,8	4,8	42%	+2
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>182,1</b>	<b>118,7</b>	<b>53%</b>	<b>+63</b>
<b>Eficiência Operacional</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>Δ %</b>	<b>Δ Abs.</b>
Opex/MW Médio (€mil) (4)	57,2	52,9	8,3%	+4
Empregados (#)	861	796	8,2%	+65

Dados gerais	2012	2011	Δ %
<b>Capacid. Instalada (MW)</b>	<b>7.597</b>	<b>7.157</b>	<b>6,1%</b>
Europa	3.876	3.652	6,1%
EUA	3.637	3.422	6,3%
Brasil	84	84	-
<b>Electric. Produzida (GWh)</b>	<b>18.445</b>	<b>16.800</b>	<b>10%</b>
Europa	8.277	7.301	13%
EUA	9.937	9.330	6,5%
Brasil	231	170	36%
<b>Factor méd. utilização (%)</b>	<b>29%</b>	<b>29%</b>	<b>Op.p.</b>
<b>Preço méd. venda (€/MWh)</b>	<b>63,5</b>	<b>57,7</b>	<b>10%</b>
<b>EBITDA (€m)</b>	<b>937,6</b>	<b>800,7</b>	<b>17%</b>
Europa	633,4	539,3	17%
EUA	317,7	270,2	18%
Outros e Ajustamentos	(13,5)	(8,7)	55%
<b>EBIT (€m)</b>	<b>450,1</b>	<b>347,5</b>	<b>30%</b>
Europa	374,4	288,6	30%
EUA	98,3	74,2	32%
Outros e Ajustamentos	(22,6)	(15,3)	48%
<b>Investim. Operac. (€m) (2)</b>	<b>606,5</b>	<b>828,7</b>	<b>-27%</b>
Europa	423,3	367,7	15%
EUA	173,9	404,3	-57%
Brasil	9,1	62,2	-85%

Dados da Acção	2012	2011	Δ %
Cotação no fim do período (€/acção)	3,49	4,09	-15%
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-

Dados Dem. Posição Financeira (€M)	2012	2011	Δ %
Empréstimos bancários e outros (Líq.)	670,9	617,1	8,7%
Dívida c/ empresas EDP (Líq.)	2.683,7	2.770,2	-3,1%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>3.354,6</b>	<b>3.387,3</b>	<b>-1,0%</b>
<b>Interesses não controláveis</b>	<b>325,2</b>	<b>126,6</b>	<b>157%</b>
<b>Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (3)</b>	<b>942,2</b>	<b>1.010,6</b>	<b>-6,8%</b>
<b>Valor Contabilístico</b>	<b>5.423,7</b>	<b>5.327,2</b>	<b>1,8%</b>
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,32	1,29	2,0%

Resultados Financeiros (€ M)	2012	2011	Δ %
Juros financeiros líquidos	(205,0)	(189,5)	-8,2%
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(66,7)	(62,4)	-6,8%
Custos capitalizados	15,7	33,9	-54%
Diferenças Cambiais (5)	5,6	(21,7)	-
Outros	(27,2)	(4,5)	-511%
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(277,6)</b>	<b>(244,1)</b>	<b>-14%</b>

A EDP Renováveis (EDPR) detém e opera os activos eólicos e solares do Grupo EDP e analisa e desenvolve projectos para nova capacidade de energia renovável. Os principais mercados onde opera são Espanha (36% do EBITDA da EDPR em 2012) e os EUA (33%). Os restantes mercados incluem Portugal (13%), França, Polónia, Roménia, Bélgica e Brasil (estes cinco representam 18% do EBITDA da EDPR em 2012).

**O EBITDA da EDPR subiu 17% no período (+€137M) para €938M em 2012.** A capacidade instalada aumentou 6% (+440MW) para 7,6GW a Dez-12 – de notar que em 2012 a EDPR fez a sua entrada na produção solar FV através do comissionamento de 39MW na Roménia e concluiu o seu primeiro parque eólico na Itália (40MW). O factor médio de utilização manteve-se estável nos 29% e o preço médio de venda subiu 10% para €63/MWh, suportado por um aumento dos preços nas regiões onde opera a EDPR (em moeda local: Europa +7%; EUA +3%; e Brasil +3%). O EBITDA em 2011 e 2012 inclui alguns itens não-recorrentes relativos: i) a reavaliações de activos, maioritariamente em Itália e na Roménia (2011: +€52M; 2012: +€32M); e ii) a abates essencialmente referentes à racionalização do pipeline e reversão de provisões (2011: -€4M; 2012: -€22M). Excluindo todos estes impactos, o EBITDA aumentou 23% no período (+€174M). **Os mercados que mais contribuíram para o crescimento de EBITDA foram: (1) o mercado Europeu não Ibérico (+€78M)**, devido a +113MW de capacidade (26% do total adicionado; Roménia: +65MW; Itália: +40MW; França: +8MW), a um factor médio de utilização superior (+1pp para 24%) e a um preço médio de venda superior (+12% para €107/MWh) – recorde-se que o EBITDA em 2012 inclui o acima mencionado ganho não recorrente de €32M relativo a reavaliações de activos; **(2) Espanha (+€61M)**, incluindo resultados de coberturas), reflectindo +110MW de capacidade (25% do total adicionado), um factor médio de utilização superior (+1pp para 27%) e um preço médio de venda superior (+6% para €88/MWh); e **(3) os EUA (+€47M)**, reflectindo um contributo de +€24M relativo a variações cambiais (apreciação de 8% do USD face ao EUR), +215MW de capacidade (49% do total adicionado), um factor médio de utilização estável de 33% e um aumento do preço médio de venda (+3% para USD47/MWh).

A evolução dos **custos operacionais líquidos** reflecte essencialmente: i) um aumento dos fornecimentos e serviços externos (incluindo custos com O&M) devido à apreciação do USD e a um aumento da capacidade média em operação; e ii) um aumento dos outros custos operacionais, suportado por um crescimento das receitas, pela apreciação do USD, por maiores despesas com impostos (Espanha e França) e com tarifas de acesso à rede (Espanha), e por um aumento dos abates relativos à racionalização do pipeline. **As amortizações líquidas** subiram €34M e reflectem: i) a nova capacidade colocada em operação; ii) a alteração, a partir de Abr-11, da vida útil dos parques eólicos de 20 para 25 anos; e iii) €53M de imparidades maioritariamente relacionadas com projectos que estavam em desenvolvimento em Espanha (vs. €41M em 2011 em outros mercado Europeus). Assim, o **EBIT da EDPR subiu 30% (+€103M) para €450M em 2012.**

**A dívida líquida da EDPR manteve-se nos €3,4MM a Dez-12**, reflectindo, por um lado, os investimentos em nova capacidade, e por outro, a depreciação do USD face ao EUR (a Dez-12, 39% da dívida da EDPR estava denominada em USD) e a venda à Borealis de uma participação de 49% em 599MW de capacidade eólica nos EUA (€176M; concluída no 4T12). A dívida líquida junto de instituições financeiras, essencialmente relacionada com “project finance”, representava 20% da dívida líquida da EDPR a Dez-12. Em 2012, a EDPR executou €274M de “project finance” para parques eólicos em Espanha (125MW), na Bélgica (57MW) e na Roménia (57MW). Os **passivos relativos a parcerias institucionais** caíram €0,1MM para €0,9MM a Dez-12, reflexo do recebimento, por parte dos parceiros institucionais, dos benefícios fiscais gerados pelos projectos.

Os **Resultados financeiros** subiram 14% (+€33M) para -€278M em 2012, reflectindo essencialmente: i) um aumento de 8% dos juros líquidos (+€15M), suportado pelo impacto cambial nos juros da dívida em USD e pelo aumento da dívida financeira média (2012: €4,0MM vs. 2011: €3,5MM), enquanto o custo médio da dívida caiu 20pb para 5,2% em 2012, traduzindo as taxas atractivas contratadas nos últimos acordos de financiamento; e ii) menores custos capitalizados (-€18M) devido a um abrandamento do montante de investimentos em curso.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Líq.); (2) Inclui investimento da EDPR SA; (3) Líquido de proveitos diferidos; (4) Opex excluindo Outros Proveitos Operacionais; Rácio calculado considerando MW médio em operação; (5) Em 2012, as Diferenças Cambiais também incluem Derivados Cambiais, anteriormente em Outros.

# EDP Renováveis: EUA & Espanha



EUA	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada total (MW)</b>	<b>3.637</b>	<b>3.422</b>	<b>6,3%</b>	<b>+215</b>
Em "PTC"	2.123	2.123	-	-
Em "cash grant flip"	500	500	-	-
Em "cash grant"	1.014	799	27%	+215
Factor médio de utilização (%)	33%	33%	-	Op.p.
Preço médio de venda (USD/MWh)	47,1	45,7	3,1%	+1,4
Euro/USD - Taxa média do período	1,28	1,39	-7,7%	-0,11
<b>CAE/Coberturas</b>				
Capacidade instalada (MW)	2.874	2.659	8,1%	+215
Electricidade produzida (GWh)	7.409	6.716	10%	+693
Preço médio de venda (USD/MWh)	51,7	50,8	1,7%	+0,9
<b>Mercado</b>				
Capacidade instalada (MW)	763	763	0,0%	-
Electricidade produzida (GWh)	2.528	2.614	-3,3%	-86
Preço médio de venda (USD/MWh)	31,2	30,1	3,4%	+1,0
Margem Bruta (USD M)	457	422	8,3%	+35
Receitas PTC & Outras (USD M)	164	155	5,3%	+8
<b>Margem Bruta Ajustada (USD M)</b>	<b>620</b>	<b>577</b>	<b>7,5%</b>	<b>+43</b>
<b>EBITDA (USD M)</b>	<b>408</b>	<b>376</b>	<b>8,5%</b>	<b>+32</b>
EBIT (USD M)	126	103	22%	+23
<b>Inv. Operacional Líquido (USD M)</b>	<b>223</b>	<b>563</b>	<b>-60%</b>	<b>-339</b>
Inv. Operacional Bruto	230	564	-59%	-334
"Cash grant" recebido	(6)	(1)	-	-5
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>-</b>	<b>215</b>	<b>-</b>	<b>-215</b>

Espanha	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada total (MW)</b>	<b>2.310</b>	<b>2.201</b>	<b>5,0%</b>	<b>+110</b>
Factor médio de utilização (%)	27%	25%	-	1p.p.
Preço médio obtido pool (€/MWh)	44,0	46,8	-6,0%	-2,8
Preço médio final venda (€/MWh) (1)	87,7	82,5	6,3%	+5,2
<b>Capacidade - Regime Transitório</b>				
Capacidade instalada (MW)	1.153	1.153	-	-
Electricidade produzida (GWh)	2.637	2.443	7,9%	+194
<b>Capacidade - RD 661/2007</b>				
Capacidade instalada (MW)	1.157	1.048	10%	+110
Electricidade produzida (GWh)	2.469	2.141	15%	+328
<b>Resultados da Cobertura (€ M)</b>	<b>10,6</b>	<b>(9,3)</b>	<b>-</b>	<b>+20</b>
Margem Bruta (€ M) (1)	445	370	20%	+75
<b>EBITDA (€ M) (1)</b>	<b>347</b>	<b>286</b>	<b>21%</b>	<b>+61</b>
EBIT (€ M) (1)	166	153	9,1%	+14
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>65</b>	<b>70</b>	<b>-7,6%</b>	<b>-5</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>-</b>	<b>58</b>	<b>-</b>	<b>-58</b>

**Nos EUA**, a capacidade instalada subiu 215MW para 3.637MW em 2012, com o comissionamento do parque eólico Marble River (215MW em Nova Iorque; produção vendida em mercado (NYISO/NEISO) e contrato de longo prazo, a 10 anos, associado à venda dos "Renewable Energy Certificates" (RECs)). De notar que no 4T12 a EDPR concluiu a venda à Borealis de uma participação 49% num conjunto de parques eólicos com uma capacidade total de 599MW por USD230M (€176M). Adicionalmente, em Jan-13, foi aprovada a extensão dos incentivos fiscais ao desenvolvimento de energia eólica para projectos que entrem em construção até Jan-14 – estes projectos serão elegíveis para: i) 10 anos de créditos fiscais associados à produção de energia ("Production Tax Credits" (PTC) de ~USD22/MWh); ou ii) um crédito fiscal no montante de 30% do investimento inicial ("Investment Tax Credit" (ITC)). Não obstante, a EDPR mantém o plano de investimento em curso que inclui zero adições de capacidade eólica para 2013 nos EUA e 400MW de nova capacidade em 2014-15 (condicionados à extensão dos PTC e/ou a CAEs atractivos).

O factor médio de utilização manteve-se nos 33% em 2012. A produção vendida ao abrigo dos CAE subiu 10%, reflectindo o contributo dos CAE assinados em períodos anteriores (359MW de capacidade em mercado: 184MW cujo CAE teve início em Jan-12 e 175MW cujo CAE teve início em Jun-12). O preço médio de venda (excluindo receitas com incentivos fiscais) da energia vendida através de CAE/coberturas aumentou 2% para USD52/MWh, reflexo da aplicação dos factores de actualização anual de preços. O preço médio de venda dos parques eólicos em mercado subiu 3% para USD31/MWh (+15% vs. 3T12), reflectindo alguma recuperação nos últimos meses, mas ainda assim a preços muito baixos. No global, o preço médio de venda nos EUA subiu 3% para USD47/MWh em 2012. **A margem bruta (incluindo receitas de PTCs) subiu USD43M no período para USD620M em 2012**, enquanto os custos operacionais aumentaram 6% (+€11M). No conjunto, **o EBITDA em 2012 subiu USD32M para USD408M, enquanto o EBIT subiu USD23M para USD126M**.

**Em Espanha**, em 2012, a remuneração dos parques baseou-se: (1) num regime transitório (capacidade anterior a 2008), sob o qual os produtores recebiam uma tarifa variável igual a 'preço obtido na "pool" + prémio fixo (€38,3/MWh)'; ou (2) no RD 661/2007 (capacidade posterior a 2008), que oferece duas opções: (a) tarifa variável equivalente a 'preço obtido na "pool" + prémio (€20,1/MWh)', com um máximo (€94,3/MWh) e um mínimo (€79,1/MWh); ou (b) tarifa fixa (€81,3/MWh). Todos os preços fixados pelo RD 661/2007 (incluindo máximos, mínimos e prémio) são indexados à inflação ('IPC-X') e definidos por 20 anos. A partir de Jan-13, toda a capacidade em regime transitório passou a estar ao abrigo do RD 661/2007. No entanto, em Fev-13, o Governo Espanhol publicou o RD 2/2013 que introduziu um conjunto de modificações, com efeito a partir de Jan-13: i) removendo a opção de tarifa variável do RD 661/2007; ii) definindo uma tarifa fixa de €81,247/MWh (actualizada anualmente) para os primeiros 20 anos (€67,902/MWh nos anos seguintes); e iii) alterando a formula de actualização anual para a inflação anual, excluindo produtos energéticos e alimentares, e qualquer impacto de alterações de impostos, menos um factor "X" (50pb). De realçar ainda que em Dez-12, o governo espanhol introduziu um conjunto de medidas que têm por objectivo garantir a sustentabilidade do sistema eléctrico, entre as quais a introdução, a partir de Jan-13, de uma taxa de imposto de 7% às vendas de electricidade dos produtores Espanhóis (para todas as tecnologias, incluindo o regime especial).

**O EBITDA da EDPR em Espanha (incluindo resultados com coberturas) subiu €61M no período para €347M em 2012, enquanto o EBIT melhorou €14M para €166M em 2012**, traduzindo amortizações superiores devido às mencionadas imparidades relacionadas com projectos que estavam em desenvolvimento. Em 2012, a EDPR adicionou 110MW em Espanha, tendo alcançado 2,3GW de capacidade instalada. O factor médio de utilização melhorou 1pp para 27% em 2012, enquanto a electricidade gerada subiu 11% para 5,1TWh em 2012. O preço médio da capacidade em regime transitório fixou-se nos €88/MWh (excluindo resultados com coberturas), -3% no período, consequência da redução do preço médio obtido na "pool" (-6%), enquanto o preço médio da capacidade ao abrigo do RD 661/2007 foi €83/MWh, +7% no período. De notar que em 2012, 88% da produção (4,5TWh) foi vendida sem exposição a preços de mercado, através de tarifa fixa (2,3TWh), coberturas (2,0TWh) ou mecanismo de tarifa mínima (0,1TWh), enquanto apenas 12% (0,6TWh) foram vendidos a preço de mercado acrescido de €38,3/MWh de prémio. No global, a tarifa média eólica em Espanha, incluindo resultados com coberturas, subiu 6% para €88/MWh, reflectindo melhores preços nos contratos de cobertura (€52/MWh vs. €44/MWh), a decisão estratégica de escolha da opção de tarifa fixa do RD 661/2007, a indexação à inflação e menores volumes de produção vendidos a preço de mercado (-26%).

(1) Inclui os ganhos/perdas de cobertura

# EDP Renováveis: Portugal, Resto da Europa & Brasil



Portugal	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada (MW)</b>	<b>615</b>	<b>613</b>	<b>0,4%</b>	<b>+2</b>
Factor médio de utilização (%)	27%	27%	-	Op.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.444	1.391	3,9%	+54
Preço médio de venda (€/MWh)	102	99	3,2%	+3
Margem Bruta (€ M)	149	139	7,8%	+11
<b>EBITDA (€ M)</b>	<b>119</b>	<b>111</b>	<b>7,2%</b>	<b>+8</b>
EBIT (€ M)	92	83	11%	+9
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>9</b>	<b>11</b>	-	<b>-2</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>-</b>	<b>2</b>	-	<b>-2</b>
ENEOP Capacidade Instalada (MW) (1)	390	326	20%	+64

Resto da Europa (2)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>França, Bélgica &amp; Itália</b>				
Capacidade instalada (MW)	411	363	13,2%	+48
Factor médio de utilização (%)	25%	23%	-	2p.p.
Electricidade produzida (GWh)	816	705	16%	+110
Preço médio de venda (€/MWh)	92	91	1,5%	+1
<b>Polónia</b>				
Capacidade instalada (MW)	190	190	-	-
Factor médio de utilização (%)	26%	27%	-	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	435	376	16%	+59
Preço médio de venda (PLN/MWh)	427	449	-4,7%	-21
Euro/PLN - Taxa média do período	4,18	4,12	1,6%	+0,06
<b>Roménia</b>				
Capacidade instalada (MW) (4)	350	285	23%	+65
Factor médio de utilização (%)	21%	16%	-	5p.p.
Electricidade produzida (GWh)	476	245	95%	+232
Preço médio de venda (RON/MWh)	608	378	61%	+230
Euro/RON - Taxa média do período	4,44	4,24	4,6%	+0,20
Margem Bruta (€ M)	183	126	45%	+57
<b>EBITDA (€ M)</b>	<b>172</b>	<b>94</b>	<b>83%</b>	<b>+78</b>
EBIT (€ M)	124	10	-	+114
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>349</b>	<b>287</b>	<b>22%</b>	<b>+63</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>158</b>	<b>100</b>	<b>58%</b>	<b>+58</b>

Brasil	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada (MW)</b>	<b>84</b>	<b>84</b>	-	-
Factor médio de utilização (%)	31%	35%	-	-4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	231	170	36%	+62
Preço médio de venda (€/MWh)	286	278	2,9%	+8
Euro/Real - Taxa média do período	2,51	2,33	7,8%	+0,18
Margem Bruta (R\$ M)	62	45	37%	+17
<b>EBITDA (R\$ M)</b>	<b>42</b>	<b>30</b>	-	<b>+11</b>
EBIT (R\$ M)	26	20	-	+6
<b>Investimento operacional (R\$ M)</b>	<b>23</b>	<b>145</b>	<b>-84%</b>	<b>-122</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	-	-

**Em Portugal**, a EDPR tem 615MW de capacidade eólica remunerada ao abrigo do 'antigo regime tarifário', com tarifas definidas por 15 anos e indexadas à inflação e às horas anuais de produção. Em Set-12, foi acordada uma extensão deste regime tarifário, ao abrigo da qual a EDPR irá investir anualmente €3,6M entre 2013 e 2020 para garantir +7 anos de um novo esquema tarifário com preços máximo e mínimo de €98/MWh<sup>(3)</sup> e €74/MWh<sup>(3)</sup>, respectivamente, aplicável a partir do 16º ano de operação do parque eólico. De notar que em Dez-12, a EDPR acordou com a CTG a venda de uma primeira participação minoritária de 49% do capital social, e de 25% dos suprimentos, relativos aos 615MW em operação e a 29MW em desenvolvimento (todos em Portugal), por €359M (conclusão esperada para o 1S13). Em 2012, o factor médio de utilização manteve-se nos 27%, enquanto a produção eólica aumentou 4% para 1,4TWh. A tarifa média subiu 3% para €102/MWh, reflexo da indexação à inflação, dos incentivos à redução de quebras de tensão e do ajustamento pela indexação às horas de funcionamento. Assim, o **EBITDA totalizou €119M em 2012, +€8M no período, enquanto o EBIT subiu €9M para €92M**. Ainda em Portugal, a EDPR detém uma participação de 40% no consórcio ENEOP (consolidado por equivalência patrimonial) com licença para construir 1.200MW (480MW atribuíveis à EDPR). Os parques da ENEOP são remunerados ao abrigo de um 'novo regime tarifário', a uma tarifa de €74/MWh (no 1º ano de operação), também garantida por 15 anos e indexada à inflação. A Dez-12 a ENEOP tinha 974MW em operação (390MW atribuíveis à EDPR).

**Nos mercados europeus fora da P. Ibérica**, a EDPR instalou 113MW em 2012 (incluindo os primeiros 40MW em Itália), tendo aumentado a sua capacidade para 951MW a Dez-12. A produção subiu 30% para 1,7TWh em 2012, reflectindo a entrada de nova capacidade, e o factor médio de utilização melhorou 1pp para os 24% em 2012. O preço médio de venda subiu 12% para €107/MWh, suportado pelo forte crescimento do preço médio na Roménia (+61% em moeda local) e pelo aumento do seu peso relativo na produção eólica (28% vs. 18% em 2011). **O EBITDA subiu €78M para €172M em 2012, enquanto o EBIT cresceu €114M para €124M em 2012**. Recorde-se que o EBITDA em 2012 inclui um ganho não-recorrente de €32M relacionado com as mencionadas reavaliações de activos, enquanto as amortizações em 2011 incluem €41M de imparidades relativas a projectos em desenvolvimento na Europa.

**Em França**, a EDPR tem 314MW em operação (+8MW). A produção eólica em França é vendida a uma tarifa fixa indexada à inflação e garantida por 15 anos. Em 2012, a tarifa média atingiu os €89/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. **Em Itália**, a EDPR concluiu os primeiros 40MW de capacidade eólica, para os quais irá receber o 'preço de mercado + certificado verde (CV)' até 2015 (o preço do CV corresponde a 0,78 x (€180/MWh - o preço médio de mercado do ano anterior); após 2015, transitarão para um regime de 'preço de mercado + prémio' (prémio de €180/MWh deduzido do preço médio de mercado do ano anterior). Os parques eólicos instalados em 2013 e anos seguintes serão remunerados de acordo com um regime de tarifa fixa definida por leilão. Em Jan-13, a EDPR assegurou 20 anos de tarifa fixa regulada ("feed-in") para 40MW de capacidade no novo leilão para o desenvolvimento de energias renováveis. Os projectos da EDPR (localizados nas regiões de Puglia e Basilicata) apresentam um factor médio de utilização esperado de 29%.

**Na Polónia**, a EDPR tem 190MW em operação: i) 120MW no parque eólico de Margonin, cuja produção é vendida no mercado grossista e em relação ao qual a EDPR detém um contrato de 15 anos para a venda dos CVs; e ii) 70MW no parque eólico de Korsze, cuja produção é vendida através de um CAE de 10 anos. Em 2012, o preço médio de venda fixou-se nos PLN427/MWh, -5% no período, devido um preço inferior no mercado grossista para um dos parques eólicos. A Dez-12, a EDPR tinha 130MW em construção na Polónia ('preço de mercado + CV').

**Na Roménia**, a EDPR tem 350MW instalados (+65MW), dos quais 39MW de solar FV. A produção é vendida a 'preço de mercado + CV'. O preço dos CVs está sujeito a um mínimo e máximo fixados em Euros (mínimo em 2012: €28,2/MWh; máximo em 2012: €57,4/MWh). Em 2012, o preço médio de venda subiu 61% para RON608/MWh, com a atribuição de 2 CVs por MWh produzido, em vigor até 2017. De notar que a energia solar FV recebe, para além do preço da electricidade em mercado, 6 CVs por MWh produzido nos primeiros 15 anos de operação.

**No Brasil**, a EDPR tem 84MW em operação, remunerados através de contratos de longo prazo (20 anos). Em 2012, o factor médio de utilização caiu 4pp para 31%, reflexo de uma alteração no mix de produção que se deveu à entrada em operação de um parque de 70MW (Tramandaí) em Mai-11, um dos melhores períodos do ano em termos de recursos eólicos. O preço médio de venda subiu 3% para R\$286/MWh, reflexo da actualização à inflação. Em Dez-11, a EDPR assegurou CAEs de 20 anos para 120MW, com início em Jan-16 (57MW médios a R\$97/MWh, indexados à inflação brasileira).

(1) Eólicas de Portugal consolidada pelo método equivalência patrimonial; (2) Incluindo Itália, Reino Unido, entre outros; (3) Valores a Jun-2020, incluindo actualizações anuais a uma inflação estimada de 2% a partir de 2012; (4) Incluindo 39MW de capacidade solar FV em 2012.

# Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



Income Statement (€ m)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.874,7</b>	<b>1.807,0</b>	<b>3,7%</b>	<b>+68</b>
Fornecimentos e serviços externos	421,7	426,2	-1,1%	-5
Custos com pessoal	147,8	146,7	0,7%	+1
Custos com benefícios sociais	25,6	17,2	49%	+8
Outros custos operacionais (líquidos)	222,3	116,4	91%	+106
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>817,3</b>	<b>706,5</b>	<b>16%</b>	<b>+111</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.057,4</b>	<b>1.100,5</b>	<b>-3,9%</b>	<b>-43</b>
Provisões	2,8	(6,6)	-	+9
Amortizações líquidas	324,9	348,5	-6,8%	-24
<b>EBIT</b>	<b>729,7</b>	<b>758,7</b>	<b>-3,8%</b>	<b>-29</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** diminuiu 4% em 2012 para €1.057M devido ao impacto de eventos não recorrentes: (i) proveito operacional de €15M consequência da aplicação da IFRIC18 na distribuição de electricidade em Espanha no 3T12, (ii) impacto não recorrente positivo no 3T12 de €13M ao nível da distribuição de gás em Portugal, (iii) €12M em consequência da contabilização dos desvios tarifários na distribuição de gás em Portugal nos 2T11, (iv) venda de activos de transmissão à REE (€27M) no 1T11 e (v) mais valia da venda de um terreno a uma empresa do grupo no montante de €21M no 2T11 (sem impacto ao nível do consolidado). Excluindo estes impactos, o EBITDA diminuiu 1% em termos homólogos (-€11M) reflectindo a: (1) queda de 8% dos proveitos regulados da distribuição de electricidade em Espanha devido às alterações regulatórias ocorridas em Mar-12, (2) recebimento de compensações de seguradoras mais elevadas em 2011 devido a mau tempo na distribuição de electricidade em Portugal (+€8M) e (3) proveito operacional mais alto devido à aplicação da IFRIC18 na distribuição de electricidade em Espanha (+€9M mesmo considerando o evento não recorrente explicado acima) o que compensou (4) o aumento dos proveitos regulados da distribuição de electricidade em Portugal devido ao aumento na taxa de retorno de 8,56% em 2011 para 10,05% em 2012.

Capex & Opex Performance	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos Controláveis (6)</b>	<b>569,5</b>	<b>572,9</b>	<b>-0,6%</b>	<b>-3</b>
Custos control./cliente (€/cliente)	70,77	71,10	-0,5%	-0
Custos control./km de rede (€/km)	2.178,9	2.207,7	-1,3%	-29
Empregados (#)	4.185	4.245	-1,4%	-60
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>403,6</b>	<b>404,8</b>	<b>-0,3%</b>	<b>-1</b>
Rede de Distribuição (Km)	261,4	259,5	0,7%	+2

Os **custos controláveis** diminuiram 1% face ao período homólogo devido a uma diminuição dos FSE e maior eficiência reflectindo um tempo seco favorável na Península Ibérica em 2012. O **investimento operacional** ficou estável no período com enfoque na melhoria da qualidade de serviço.

Os **recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica** aumentaram €977M de €1.644M em Dez-11 para €2.621M em Dez-12 impulsionado por um aumento de €1.067M em Portugal e de uma queda de €89M em Espanha.

O **montante de recebimentos futuros da actividade de distribuição de electricidade e comerc. de Último Recurso em Portugal** aumentou €784M em 2012 de €720M em Dez-11 para €1.503M em Dez-12 devendo-se a: **(1)** €972M devido ao diferimento quinquenal relativo ao sobrecusto do regime especial de 2012 a recuperar nas tarifas no período 2013-2016 e remunerados à taxa anual de 6,3%; **(2)** €251M devido principalmente ao sobrecusto da produção em regime especial acima do esperado (€67,9/MWh em 2012 vs. €46,6/MWh assumido pela ERSE); **(3)** €235M essencialmente devido ao desvio tarifário negativo gerado na distribuição de electricidade; **(4)** securitização do défice tarifário ex-ante no montante de €141M relativo a desvios dos CMECs de 2010 e **(5)** €596M recuperados através de tarifas referentes a desvios tarifários negativos em anos anteriores.

Regulatory Receivables (€ m)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica</b>	<b>2.621,0</b>	<b>1.643,5</b>	<b>59%</b>	<b>+977</b>
<b>Espanha - Défice Tarifário (4)</b>				
<b>Início do período</b>	<b>513,6</b>	<b>759,0</b>	<b>-32%</b>	<b>-245</b>
Défices tarifários anos anteriores (5)	(327,4)	(478,1)	32%	+151
Gerado no período	237,9	198,1	20%	+40
Outros (3)	-	34,6	-	-35
<b>Fim do período</b>	<b>424,1</b>	<b>513,6</b>	<b>-17%</b>	<b>-89</b>

O **montante de recebimentos futuros dos CMEC** aumentou de €390M em Dez-11 para €654M em Dez-12 devido a: (1) €230M recuperados em 2012 através das tarifas relacionados com desvios negativos de 2011 e (2) €491M de desvio negativo em 2012 entre a margem bruta definida no CMEC e em mercado impulsionado por um tempo extremamente seco no trimestre (factor de produção hídrica caiu 52% relativamente a um ano médio). Este montante deverá ser recebido em 24 meses através das tarifas de acesso, pagas por todos os consumidores de electricidade em Portugal.

O **montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha** no final de Dez-12 totalizavam €424M (incluindo juros/actualizações financeiras): i) €147M do défice tarifário de 2012; ii) €143M do défice tarifário de 2011; iii) €134M relativos ao défice de 2010. Em 2012, foi securitizado um total de €5,6MM do deficit tarifário Espanhol pelo FADE (fundo responsável pela securitização) dos quais cerca de €301M correspondem à nossa subsidiária HC Energia. Em Dez-12, o défice total do sistema eléctrico espanhol pendente de securitização totalizava €4,6MM. Nos primeiros dois meses de 2013, FADE realizou operações de securitização no montante de €1,1MM o que permitiu à HC Energia o recebimento de €78,1M (€10,2M relativos a uma operação de Dez-12 cujo encaixe ocorreu em Jan-13). Para o 1T13, a **tarifa de último recurso subirá 3%** baseada num custo médio em baseload da electricidade de €54,18/MWh **reflectindo na totalidade do aumento de 7% dos custos de energia** do leilão CESUR sendo que as tarifas de acesso irão manter-se inalteradas face ao trimestre passado.

Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás	2012	2011	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)	(734,7)	104,4	-	-839
Gerado no período	1.474,9	429,1	244%	+1.046
Outros (3)	63,3	17,7	-	+46
<b>Fim do período</b>	<b>1.543,2</b>	<b>739,7</b>	<b>109%</b>	<b>+803</b>

Portugal - CMEC's	2012	2011	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	(229,9)	(336,8)	32%	+107
Gerado no período	490,6	234,4	109%	+256
Outros	2,7	4,6	-42%	-2
<b>Fim do período</b>	<b>653,7</b>	<b>390,3</b>	<b>67%</b>	<b>+263</b>

**Relativamente à evolução dos recebimentos futuros da act. regulada em Portugal implícita na versão final das tarifas de 2013** estimamos um aumento de cerca de €0,5MM em 2013 em resultado do: **(1)** recebimento de €834M nas tarifas de 2013 e **(2)** diferimento do sobrecusto relativo ao regime especial no montante de €1.275M a Dez-13 a serem totalmente recuperados através das tarifas em 2014-2017 (securitizável).

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

(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)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.365,2</b>	<b>1.295,5</b>	<b>5,4%</b>	<b>+70</b>
Fornecimentos e serviços externos	317,6	317,3	0,1%	+0
Custos com pessoal	115,9	116,2	-0,2%	-0
Custos com benefícios sociais	22,0	13,1	68%	+9
Rendas de concessão	249,4	242,4	2,9%	+7
Outros custos operacionais (líquidos)	9,4	(44,1)	-	+54
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>714,3</b>	<b>644,8</b>	<b>11%</b>	<b>+70</b>
<b>EBITDA</b>	<b>650,9</b>	<b>650,7</b>	<b>0,0%</b>	<b>+0</b>
Provisões	2,9	(1,6)	-	+5
Depreciações e amortizações líquidas	230,9	244,7	-5,6%	-14
<b>EBIT</b>	<b>417,1</b>	<b>407,7</b>	<b>2,3%</b>	<b>+9</b>

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso ("CUR") em Portugal manteve-se estável no período. Excluindo o impacto da mais-valia da venda de um terreno a uma empresa do grupo no montante de €21M no 2T11 (sem impacto ao nível do consolidado), o EBITDA aumentou 3% (+€21M) devido essencialmente a um aumento da taxa de retorno sobre activos e menor sensibilidade a alterações do consumo.

Em 2012, a **electricidade distribuída** caiu 4% em termos homólogos suportada pelo menor consumo nos segmentos residencial, de PMEs e de iluminação pública, afectados pela redução do rendimento disponível das famílias e o aumento de impostos incidentes sobre o consumo de electricidade (IVA subiu de 6% para 23% a partir de Out-11 em diante). O número de pontos de abastecimento diminuiu 0,7% com um impacto imaterial ao nível da margem bruta.

Os **proveitos regulados da actividade de distribuição** aumentaram 8% para €1,260M em 2012 devido: (1) um aumento do retorno sobre o RAB (de 8,56% em 2011 para 10,05% em 2012) no montante de €44M. A remuneração final dos activos foi fixada em 10,05%, indexada à média dos CDS 5 anos da República Portuguesa entre Out-11 e Set-12 (1.000,5 p.b.) o que compensou (2) o impacto negativo de €9M relativo à energia distribuída ter ficado abaixo da previsão realizada pela ERSE (47.6TWh em 2012).

Os **proveitos regulados da actividade do comercializador de último recurso** diminuíram 13% para €93M relacionado com a passagem de clientes para o mercado liberalizado, em linha com o calendário de liberalização do mercado Português de fornecimento de electricidade. Em Jul-12, uma nova etapa foi alcançada no processo de liberalização do fornecimento de electricidade em Portugal, dado que a partir desta data o CUR não pode realizar novos contratos com clientes que necessitem de potência contratada ≥ 10,35 kVA. Os clientes actuais do CUR com potência ≥ 10,35 kVA tiveram, a partir dessa data, um aumento de tarifa de 2% em média, com o objectivo de incentivar a sua transferência para um fornecedor liberalizado. O volume de energia fornecida pelo comercializador de último recurso caiu 20% em termos homólogos para 19,8TWh e como resultado, a quota de mercado em termos de electricidade comercializada caiu de 53% em 2011 para 44% em 2012.

Os **custos controláveis** mantiveram-se inalterados face ao período homólogo beneficiando de um comportamento estável dos fornecimento e serviços externos como resultado do tempo seco verificado reflectindo uma diminuição na necessidade em obras de manutenção e reparação e uma redução dos custos com pessoal que reflectem uma diminuição do número de colaboradores. Os outros proveitos operacionais em 2011 incluem €21M relativos ao impacto da mais-valia da venda de um terreno a uma empresa do grupo. O **EBIT** aumentou 2% face ao período homólogo suportado pelo impacto não recorrente de €7M ao nível das amortizações líquidas no 1T12.

O **investimento operacional** em 2012 aumentou 14% para €310M. O Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) acumulado em 2012 foi de 58 minutos o que reflecte uma melhoria significativa face a 2011, em resultado do investimento em melhoria da qualidade de serviço e beneficiando de condições meteorológicas favoráveis.

Margem Bruta	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (€ M)</b>	<b>1.365,2</b>	<b>1.295,5</b>	<b>5,4%</b>	<b>+70</b>
Margem bruta regulada	1.351,3	1.276,7	5,8%	+75
Margem bruta não-regulada	13,9	18,7	-26%	-5
<b>Rede de Distribuição</b>				
Proveitos regulados (€ M)	1.260,1	1.171,0	7,6%	+89
Electricidade distribuída (GWh)	44.655	46.508	-4,0%	-1.853
Pontos de ligação à rede (mil)	6.095,2	6.137,7	-0,7%	-42
<b>Comercialização de Último Recurso</b>				
Proveitos regulados (€ M)	93,3	107,8	-13%	-14
Clientes fornecidos (mil)	5.031,3	5.771,9	-13%	-741
Electricidade vendida (GWh)	19.767	24.579	-20%	-4.812

Investimento & Custos Operac.	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos Controláveis (4)</b>	<b>433,5</b>	<b>433,5</b>	<b>0,0%</b>	<b>+0</b>
Custos control./cliente (€/cliente)	71,1	70,6	0,7%	+1
Custos control./km de rede (€/km)	1.937,7	1.947,0	-0,5%	-9
Empregados (#)	3.596	3.641	-1,2%	-45
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>310,4</b>	<b>271,8</b>	<b>14%</b>	<b>+39</b>
Rede de distribuição (Km)	223,7	222,6	0,5%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (5)	58	75	-23%	-18

Em 15-Dez-12, a ERSE publicou a versão final para as tarifas de 2013 e proveitos regulados para 2013 relativos à actividade de distribuição de electricidade e CUR em Portugal definindo um aumento médio anual das tarifas de electricidade em Portugal de 2,8%.

**Foram atribuídas receitas reguladas no montante de €1.274M à actividade de distribuição em 2013 suportadas: (1) numa taxa de retorno sobre os activos de 9,5% em 2013 numa base preliminar baseado no pressuposto de 780p.b. 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). De 1-Oct-12 até 28-Fev-13, o CDS médio da República Portuguesa foi 399b.p.; (2) numa previsão de preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado em 2013 de €62,0/MWh; (3) numa previsão de 45,4 TWh de consumo de electricidade para 2013 (1,7% acima da electricidade distribuída em 2012) e (4) um deflador do PIB de 0,4%.**

Relativamente à **actividade do CUR** foram definidos, para 2013, os seguintes pressupostos: (1) um montante de **proveitos regulados de €93M em 2013**; (2) um sobre-custo da produção em regime especial estimado em €55,7/MWh e (3) uma previsão de volume de regime especial de 19,3TWh (1,8% acima da produção de 2012).

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

(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). No entanto, não foram registados eventos deste tipo em 2012.

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



DR Operacional (€ M)	Electricidade Espanha			Gás Espanha			Gás Portugal		
	2012	2011	% Δ	2012	2011	% Δ	2012	2011	% Δ
<b>Margem Bruta</b>	<b>163,9</b>	<b>179,4</b>	<b>-8,6%</b>	<b>266,4</b>	<b>258,3</b>	<b>3,1%</b>	<b>79,2</b>	<b>73,9</b>	<b>7,2%</b>
FSEs	45,5	50,2	-10%	42,8	42,9	-0,3%	16,0	16,0	-0,1%
Custos Pessoal	19,6	18,0	8,8%	10,7	10,8	-1,0%	1,6	2,1	-21%
Custos Benefícios sociais	2,8	3,2	-14%	0,6	0,4	34%	0,2	0,1	58%
Outros custos operac. (líq.)	(33,9)	(73,6)	54%	(2,6)	(7,5)	65%	(0,1)	(0,7)	83%
<b>Custos Operac. Líquidos (1)</b>	<b>33,9</b>	<b>(2,2)</b>	<b>-</b>	<b>51,4</b>	<b>46,6</b>	<b>10%</b>	<b>17,7</b>	<b>17,5</b>	<b>1,4%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>129,9</b>	<b>181,5</b>	<b>-28%</b>	<b>215,1</b>	<b>211,8</b>	<b>1,6%</b>	<b>61,5</b>	<b>56,4</b>	<b>9,0%</b>
Provisões	0,0	(4,1)	-	(0,0)	(0,3)	86%	(0,1)	(0,6)	87%
Depr. e Amortizações líquidas	32,1	34,8	-7,8%	48,2	56,5	-15%	13,6	12,5	9,0%
<b>EBIT</b>	<b>97,8</b>	<b>150,8</b>	<b>-35%</b>	<b>166,9</b>	<b>155,5</b>	<b>7,3%</b>	<b>47,9</b>	<b>44,5</b>	<b>7,7%</b>
<b>Investimento operacional</b>	<b>37,8</b>	<b>61,1</b>	<b>-38%</b>	<b>24,5</b>	<b>34,4</b>	<b>-29%</b>	<b>30,9</b>	<b>37,4</b>	<b>-18%</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>163,9</b>	<b>179,4</b>	<b>-8,6%</b>	<b>266,4</b>	<b>258,3</b>	<b>3,1%</b>	<b>79,2</b>	<b>73,9</b>	<b>7,2%</b>
Margem Bruta Regulada	153,9	166,9	-7,8%	235,2	228,7	2,8%	63,1	65,2	-3,2%
Margem bruta não-regulada	10,0	12,4	-20%	31,3	29,7	5,4%	16,1	8,7	86%

Actividade Redes Reguladas	2012	2011	% Δ	Abs. Δ
<b>Nº Pontos Ligação (mil)</b>				
Electricidade Espanha	658,6	656,1	0,4%	+2
Gás Espanha	1.008,1	993,9	1,4%	+14
Gás Portugal	289,7	270,9	6,9%	+19
<b>Energia Distribuída (GWh)</b>				
Electricidade Espanha	9.003	9.517	-5,4%	-514
Gás Espanha	55.786	48.447	15%	+7.339
Gás Portugal	7.323	7.138	2,6%	+184
<b>Rede (Km)</b>				
Electricidade Espanha	22.986	22.652	1,5%	+334
Gás Espanha	10.321	10.115	2,0%	+206
Gás Portugal	4.321	4.125	4,8%	+196
<b>Empregados (#)</b>				
Electricidade Espanha	312	322	-3,1%	-10
Gás Espanha	214	218	-1,8%	-4
Gás Portugal	63	64	-1,6%	-1

## DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

A **electricidade distribuída** pela HC Distribución na região das Astúrias desceu 5% em 2012, penalizada pela menor procura do segmento industrial.

O **EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha** diminuiu 28% (-€52M) para €130M em 2012 reflectindo sobretudo: i) a inclusão de €27M de um ganho não recorrente relativo à venda dos activos de transporte à REE no 1T11; ii) maior impacto da aplicação da IFRIC18 em 2011 (-€9M) apesar da inclusão no 3T12 de um proveito operacional não recorrente de €15M consequência da aplicação da IFRIC18 associado à entrada em operação de uma nova subestação em Gijón (Asturias)<sup>(2)</sup> e (iii) o impacto negativo do Decreto-Lei 13/2012, o que implicou uma descida de 8% dos proveitos regulados em 2012 (-€13M). Excluindo o impacto da venda dos activos de transporte e da aplicação da IFRIC18 associada à entrada em operação da nova subestação, o EBITDA diminuiu 25% em 2012 (-€39M).

Em Dez-11, 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 atribuídos à HC Distribución para 2012** para €151,4M (-11%). Em Fev-13, o Governo Espanhol publicou uma Portaria com a remuneração da actividade regulada de distribuição de energia eléctrica. Os proveitos regulados atribuídos à HC Distribución para 2013 ascenderam a €163M.

## REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O **EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha** aumentou 2% (+€3M) para €215M em 2012 devido principalmente ao aumento de 3% dos proveitos regulados (+€7M).

Os **proveitos regulados** aumentaram 3% suportados por um crescimento de 1% no número de pontos de abastecimento e um aumento de 2% da rede de distribuição. O aumento de 15% do volume de gás distribuído para 55,8 GWh, deveu-se à ligação à nossa rede de uma nova refinaria da Repsol em Cartagena (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 €237M, incluindo a rede de transporte de gás da Naturgas (€28,7M). Para 2013, os **proveitos regulados** atribuíveis à Naturgas Energia (NGE) **totalizam €194M**.

Em Jul-12, a EDP alcançou um acordo com a Enagás, o operador de sistema de transporte de gás espanhol, para a **venda dos activos de transporte de gás de propriedade do Grupo EDP em Espanha** (EBITDA em 2011: €23,7M e EBITDA em 2012: €26,7M). A conclusão da transacção ocorreu em Fev-13 e o preço da transacção acordado representa um “enterprise value” de €258M (€245M desembolsados pela Enagás por 90% do capital e pela totalidade da dívida intra-grupo).

## REDE DE GÁS REGULADO EM PORTUGAL

O **gás distribuído** subiu 3% no período, suportado pelo aumento de 7% no número de pontos de abastecimento, justificado pelo esforço de densificação da rede na região operada pela EDP.

Em Jul-12, o regulador Português (ERSE) reconheceu que a EDP tem o direito de receber €13,5M (capital mais juros) em três parcelas anuais até 2015/2016 relacionado com o equilíbrio económico-financeiro do contrato de concessão. Desta forma, foi contabilizado no 3T12 uma receita não-recorrente no montante de €13M. O **EBITDA da actividade regulada de gás em Portugal** subiu 9% (+€5M) face ao período homólogo para €61M em 2012 devido ao impacto acima explicado e à contabilização, no 2T11, de desvios tarifários de anos anteriores no montante de €11,6M em consequência da aprovação em Portugal de um decreto-lei que permite a contabilização dos desvios tarifários da mesma forma que na electricidade. Excluindo estes impactos, o EBITDA aumentou 8% no período (+€4M).

Em Jun-12, a ERSE estabeleceu as **tarifas de gás para o ano desde Jul-12 a Jun-13**, tendo definido 9% de retorno para os activos para a distribuição de gás, traduzindo-se em proveitos regulados de €63M. A ERSE definiu um aumento médio de 6,9% na tarifa de último recurso para clientes baixa pressão e um aumento médio de 7,4% nas tarifas transitórias para clientes média/alta pressão.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Líq.) (2) Com a aplicação da IFRIC 18, os activos recebidos dos clientes com vista a assegurar a ligação dos mesmos à sua rede de distribuição energética, são registados ao seu justo valor por contrapartida de proveitos operacionais, sendo amortizados pela sua vida útil.

# EDP - Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)				Consolidado (€ M)				Energias do Brasil			
	2012	2011	Δ %	Δ Abs.	2012	2011	Δ %	Δ Abs.	2012	2011	Δ %	
<b>Margem Bruta</b>	<b>2.025,1</b>	<b>2.395,7</b>	<b>-15%</b>	<b>-371</b>	<b>807,3</b>	<b>1.029,7</b>	<b>-22%</b>	<b>-222</b>	Cotação no fim do período (R\$/acção)	12,49	13,83	-9,7%
Fornecimentos e serviços externos	444,3	429,2	3,5%	+15	177,1	184,5	-4,0%	-7	Total de acções (milhões)	476,4	476,4	-
Custos com Pessoal	267,5	248,0	7,9%	+20	106,6	106,6	0,1%	+0	Acções próprias (milhões)	0,8	0,8	-
Custos com benefícios Sociais	50,1	34,9	44%	+15	20,0	15,0	33%	+5	Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	243,0	243,0	0,0%
Outros custos operacionais (líquidos)	(78,2)	97,6	-	-176	(31,2)	41,9	-	-73	Euro/Real - Taxa de fim do período	2,70	2,42	-11%
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>683,8</b>	<b>809,6</b>	<b>-16%</b>	<b>-126</b>	<b>272,6</b>	<b>348,0</b>	<b>-22%</b>	<b>-75</b>	Euro/Real - Taxa média do período	2,51	2,33	-7,3%
<b>EBITDA</b>	<b>1.341,3</b>	<b>1.586,1</b>	<b>-15%</b>	<b>-245</b>	<b>534,7</b>	<b>681,7</b>	<b>-22%</b>	<b>-147</b>	Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	7,8%	-	-
Provisões	27,8	48,3	-42%	-20	11,1	20,8	-47%	-10	Dívida Líquida / EBITDA (x)	2,70	1,62	-
Depreciações e amortizações líquidas	353,3	324,5	8,9%	+29	140,8	139,5	1,0%	+1	Custo Médio da Dívida (%)	8,68	9,57	-89 p.b
<b>EBIT</b>	<b>960,2</b>	<b>1.213,3</b>	<b>-21%</b>	<b>-253</b>	<b>382,8</b>	<b>521,5</b>	<b>-27%</b>	<b>-139</b>	Taxa de Juro Média (CDI)	8,09	11,02	-293 p.b
Result. da alienação de act. financ.	0,0	-	-	+0	0,0	-	-	+0	Empregados (#)	2.755	2.619	+136
Resultados financeiros	(245,7)	(277,2)	11%	+31	(98,0)	(119,1)	-18%	+21	<b>Dados relevantes de Balanço (R\$ M)</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>Δ %</b>
Resultados em associadas	(2,9)	(2,9)	0,9%	+0	(1,2)	(1,3)	-	+0	Dívida líquida	3.616	2.572	41%
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>711,6</b>	<b>933,2</b>	<b>-24%</b>	<b>-222</b>	<b>283,7</b>	<b>401,1</b>	<b>-29%</b>	<b>-117</b>	Recebimentos futuros da actividade regulada	241	10	-
<b>Investimento Operacional</b>	<b>974,4</b>	<b>793,8</b>	<b>23%</b>	<b>+181</b>	<b>388,4</b>	<b>341,2</b>	<b>14%</b>	<b>+47</b>	Interesses não controláveis	1.888	1.896	-0,4%
Manutenção	297,4	407,8	-27%	-110	118,6	175,3	-32%	-57	Valor contabilístico	4.512	4.703	-4,1%
Expansão	677,0	386,0	75%	+291	269,9	165,9	63%	+104	<b>Resultados Financeiros (R\$ M)</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>Δ %</b>
									Juros financeiros líquidos	(279,6)	(236,7)	-18%
									Custos capitalizados	105,3	85,8	23%
									Diferenças Cambiais e Derivados	(36,0)	(60,3)	40%
									Outros	(35,4)	(66,1)	46%
									<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(245,7)</b>	<b>(277,2)</b>	<b>11%</b>

**Em moeda local, o EBITDA de 2012 da EDP – Energias do Brasil (EDPB) caiu 15% reflexo de:** (i) queda de 26% na distribuição no seguimento de desvios tarifários negativos (-R\$231M em 2012 vs. -R\$60M em 2011) e da capitalização de algumas receitas em 2012 que não eram capitalizadas em 2011 (+R\$46M em 2011), parcialmente compensados por um ganho não recorrente de reavaliação de activos devido à reestimação da indemnização de concessões na Bandeirante e Escelsa (+R\$102M em 2012); (ii) redução de 7% no negócio da produção devido à contribuição negativa da central a carvão de Pecém devido ao atraso na operação comercial (-R\$104M) e (iii) ganhos não recorrentes da venda da Evrecy (+R\$31M em 2012) e da reversão de provisão no negócio da comercialização no seguimento do acordo com a Ampla (+R\$21M em 2012). Ajustado por este efeitos não recorrentes e pelo impacto dos desvios tarifários, **o EBITDA normalizado teria descido 5% de R\$1.600M em 2011 para R\$1.521M em 2012 (13% acima do EBITDA reportado em 2012).**

Os efeitos cambiais contribuíram negativamente com -€42M no EBITDA consolidado em Euros dado que o Real depreciou-se 7% vs. o Euro.

**Custos operacionais líquidos caíram 16%:** (i) FSE subiram 4%, abaixo da inflação de 7,8% no seguimento da substituição de serviços externos por recursos internos (ii) custos com pessoal subiram 8%, reflexo da actualização salarial anual de +7,3% em Nov-11 e de +1,0% em Jan-12 e também maior número médio de empregados; (iii) custos com benefícios sociais subiram R\$15M influenciados por custos não recorrentes com indemnizações relativas a programas de reestruturação de efectivos (R\$9M); e (iv) outros custos operacionais líquidos caíram R\$176M, fruto de eventos não recorrentes tais como a reavaliação de activos de distribuição, o acordo com a Ampla e os ganhos obtidos com a venda da Evrecy.

De notar que o valor de provisões foi anormalmente elevado em 2011 devido à contabilização de uma provisão de R\$25M relativa ao processo judicial com o cliente White Martins.

**Os custos financeiros líquidos diminuíram R\$31M para R\$246M** fruto de: (i) impacto não recorrente em 2011 em outros resultados financeiros devido a juros de mora associados ao processo judicial com a White Martins (R\$52M) o que foi compensado por (ii) juros financeiros líquidos mais altos devido a uma dívida financeira líquida mais elevada que mais do que compensou a redução do custo médio da dívida (de 9,6% em 2011 para 8,7% em 2012). **A dívida líquida subiu 41%** devido sobretudo ao investimento de expansão e aos desvios tarifários em 2012.

A EDPB concluiu em Dez-12 a venda de activos de transporte (Evrecy), à CTEEP, por um valor final de R\$63M.

Em Jun-12 a empresa pagou o **dividendo anual de 2011** no valor de R\$370,2M (R\$0,777/acção), 5,0% superior ao dividendo de 2010. O Conselho de Administração irá propor na Assembleia Geral o pagamento do dividendo anual de 2012 no mesmo importe de 2011, R\$370,2M. Desde Jan-13 que as acções da EDPB integram o Bovespa, o principal índice dos mercados de capitais do Brasil.

No 2S12 devido à seca extrema, os reservatórios hídricos estiveram em níveis anormalmente baixos no Brasil, especialmente no Sudeste e Centro-Oeste onde atingiu apenas 29% do seu nível máximo em Dez-12 (vs. 61% em Dez-11). Adicionalmente, a indisponibilidade de diversas centrais térmicas também contribuiu para o aumento significativo do preço de mercado (R\$218.1/MWh no 2S12 vs R\$31.8/MWh no 2S11). O Operador do Sistema foi obrigado a despachar as centrais térmicas para estabilizar os níveis dos reservatórios. Esta situação teve repercussões negativas no nosso negócio dado que: (i) aumentou os desvios tarifários na distribuição; (ii) piorou as condições penalizadoras do atraso de Pecém e (iii) impactou nas centrais hídricas dado que por forma a cumprir com as obrigações contratuais de fornecimento foram forçadas a adquirir energia no mercado no 4T12.

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

# Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.113,5</b>	<b>1.437,4</b>	<b>-23%</b>	<b>-324</b>
Forn. e serviços externos	329,7	327,9	0,6%	+2
Custos com Pessoal	180,0	180,9	-0,5%	-1
Custos com benefícios Sociais	41,9	29,3	43%	+13
Outros custos operac. (Liq.)	(27,9)	98,5	-	-126
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>523,7</b>	<b>636,5</b>	<b>-18%</b>	<b>-113</b>
<b>EBITDA</b>	<b>589,8</b>	<b>800,9</b>	<b>-26%</b>	<b>-211</b>
Provisões	25,1	43,0	-42%	-18
Deprec. e amortizações líquidas	187,6	206,9	-9,3%	-19
<b>EBIT</b>	<b>377,1</b>	<b>551,0</b>	<b>-32%</b>	<b>-174</b>

Margem Bruta	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Regulatória</b>	<b>1.344</b>	<b>1.497</b>	<b>-10%</b>	<b>-153</b>
Desvio Tarifário do Período (4)	(318)	(40)	692%	-278
Desvios Períodos Anteriores (3)	32	(20)	-	+52
Outros	55	0	-	+55
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.114</b>	<b>1.437</b>	<b>-23%</b>	<b>-324</b>
<b>Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)</b>	<b>241</b>	<b>10</b>	<b>-</b>	<b>+231</b>
<b>Cientes Ligados (Milhares)</b>	<b>2.933,9</b>	<b>2.831,7</b>	<b>3,6%</b>	<b>+102</b>
Bandeirante	1.601,4	1.545,3	3,6%	+56
Escelsa	1.332,5	1.286,4	3,6%	+46
<b>Electricidade Distribuída (GWh)</b>	<b>24.923</b>	<b>24.544</b>	<b>1,5%</b>	<b>+379</b>
Bandeirante	14.793	14.726	0,5%	+67
Escelsa	10.130	9.818	3,2%	+312
Dos quais:				
Cientes Mercado Livre (GWh)	9.305	9.414	-1,2%	-109
<b>Electricidade Vendida (GWh)</b>	<b>15.618</b>	<b>15.130</b>	<b>3,2%</b>	<b>+488</b>
<b>Bandeirante</b>	<b>9.444</b>	<b>9.313</b>	<b>1,4%</b>	<b>+130</b>
Resid., Comerc. e Outros	6.470	6.118	5,8%	+352
Industrial	2.973	3.195	-6,9%	-221
<b>Escelsa</b>	<b>6.174</b>	<b>5.817</b>	<b>6,1%</b>	<b>+357</b>
Resid., Comerc. e Outros	5.063	4.721	7,2%	+341
Industrial	1.111	1.095	1,5%	+16

Investimento e Custos Operac.	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos controláveis (2)</b>	<b>509,7</b>	<b>508,8</b>	<b>0,2%</b>	<b>+1</b>
Custos control./cliente (R\$/cliente)	173,7	179,7	-3,3%	-6
Custos control./km rede (R\$/km)	5,8	5,9	-1,5%	-0
Empregados (#)	2.140	2.091	2,3%	+49
<b>Invest. Operacional (R\$M)</b>	<b>240,3</b>	<b>323,6</b>	<b>-26%</b>	<b>-83</b>
Rede de Distribuição ('000 Km)	87,2	85,7	1,7%	+1

Na actividade de distribuição no Brasil, o EBITDA nos 2012 caiu 26% vs. 2011, penalizado por desvios tarifários negativos, justificando o diferencial de -R\$231M entre margem regulatória e margem bruta de 2012. A comparação do EBITDA entre 2011 e 2012 foi também afectada por: (i) impacto negativo decorrente da directiva da ANEEL na qual os montantes recebidos de clientes industriais por ultrapassarem a potência contratada devem ser contabilizados como subsídios ao investimento e não como receitas operacionais (R\$46M em 2011) e (ii) impacto positivo de R\$102M da reavaliação de activos da distribuição devido à reestimação da indemnização de concessões na Bandeirante e Escelsa (a concessão da Escelsa termina em Jul-25 e a da Bandeirante em Out-28) no seguimento da Medida Provisória 579 (MP 579). Ajustado destes efeitos, o EBITDA para 2012 e 2011 seria de respectivamente R\$718M e R\$819M, ou -12% em 2012 vs. 2011.

Os desvios tarifários ao nível da margem bruta foram de -R\$231M em 2012 vs. -R\$60M em 2011. A margem bruta da distribuição inclui o impacto de desvios tarifários face às receitas reguladas anuais. Devido ao congelamento das suas tarifas de Out-11 a Out-12, a Bandeirante enfrentou custos de energia, de transporte e encargos sectoriais mais altos face aos considerados nas tarifas, mas por outro lado, as tarifas ainda não incluíam a nova metodologia no que respeita à menor taxa de retorno sobre o RAB, que foi revista em Out-12 com impactos retroactivos a Out-11. Os desvios tarifários passados que estão a ser recuperados através das tarifas, ascenderam a R\$32M em 2012, contra R\$20M devolvidos às tarifas em 2011. Por outro lado, foi criado em 2012 um desvio tarifário do período de -R\$318M (vs. um desvio tarifário de -R\$40M em 2011) devido a (i) custos incorridos com o transporte e encargos sectoriais não considerados nas tarifas e (ii) custos mais elevados de energia do que os reflectidos nas tarifas, intensificado por preços mais altos da energia fruto do tempo seco. Assim, os recebimentos futuros da actividade regulada aumentaram de R\$10M em Dez-11 para R\$241M em Dez-12 a ser recuperado pela EDPB através das tarifas nos próximos anos. Este valor encontra-se líquido da devolução retroactiva decorrente da não aplicação da nova metodologia regulatória (com corte na taxa de remuneração do RAB) nas tarifas da Bandeirante entre Out-11 e Out-12.

A revisão regulatória da Bandeirante para o período 2011-15, foi aprovada em Out-12 pela ANEEL. A base de remuneração bruta ficou definida em R\$3.000M e a base de remuneração líquida em R\$1.545M, ambas 27% acima dos valores do período regulatório anterior. Foi definido um aumento de 7,29% nas tarifas da Bandeirante para o período de Out-12 a Out-13 incluindo o impacto da revisão regulatória. O ajustamento financeiro resultante do congelamento das tarifas entre Out-11 e Out-12, incluindo a não aplicação da nova metodologia regulatória, ascende a R\$78M a ser devolvido pela Bandeirante às tarifas em três parcelas anuais estando a primeira incluída neste reajuste e as restantes nos reajustes anuais subsequentes. Relativamente à Escelsa, em Ago-12 a ANEEL estabeleceu um aumento de 14,29% nas tarifas para o período entre Ago-12 e Ago-13, no seguimento do processo do reajuste anual tarifário. O novo período regulatório da Escelsa iniciará em Ago-13.

A MP 579 conduziu a uma descida dos custos de electricidade sobretudo através da redução dos encargos sectoriais, nomeadamente taxas sobre a electricidade (alvo de repasse para as distribuidoras) e também dos custos de produção relativos às condições de renovação das concessões. Assim, em Jan-13 a ANEEL aprovou as novas tarifas para clientes domésticos, implicando uma descida de 18% para os clientes da Bandeirante e Escelsa, sem impacto ao nível dos proveitos regulados, mas podendo vir a aumentar os desvios tarifários.

**Volumes de energia vendida e distribuída em 2012:** volume de energia vendida a clientes finais cresceu 3,2% (6% no 4T12 vs. 4T11), devido ao aumento no segmento residencial, comercial e outros de 6%, explicado pelo incremento de 3,6% no número de clientes e do consumo médio per capita. Tal foi parcialmente compensado por uma queda de 4,8% no segmento industrial, fruto da redução da actividade industrial na área da Bandeirante, bem como da migração de clientes para o mercado livre. A energia distribuída subiu 1,5% (+3,2% no 4T12 vs. 4T11), penalizada por volumes de energia distribuída mais reduzido a clientes no mercado livre.

Os custos controláveis mantiveram-se estáveis em 2012. Os custos com pessoal desceram ligeiramente em 0,5%, uma vez que a actualização salarial anual e o aumento no número médio de empregados foi compensado pelo efeito não recorrente de uma recuperação de sobrepagamentos referentes a seguros de acidentes de trabalho de anos anteriores (R\$9M). Os FSE aumentaram significativamente abaixo da inflação devido à substituição de serviços externos por recursos internos e pela implementação de medidas de eficiência. Os outros custos operacionais caíram R\$126M reflectindo o impacto não recorrente de ganhos obtidos com a venda de edifícios no 1S12 (R\$16M) e ainda da reavaliação de activos no seguimento da MP 579 (R\$102M).

O investimento operacional caiu 26% para R\$240M, parcialmente devido à alteração contabilística acima mencionada o que implicou níveis mais elevados de subsídios ao investimento na Bandeirante.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.) (2) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal

(3) 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 (4) Desvios tarifários a serem gerados no actual período. Este montante será recuperado pela EDPB através das tarifas nos próximos ajustamentos anuais da tarifa.

# Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>881,6</b>	<b>910,3</b>	<b>-3,2%</b>	<b>-29</b>
Fornecimentos e serviços externos	70,3	65,4	7,5%	+5
Custos com pessoal	46,0	39,5	17%	+7
Custos com benefícios Sociais	5,0	2,9	70%	+2
Outros custos operacionais (líquidos)	1,6	(12,8)	-	+14
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>122,9</b>	<b>95,0</b>	<b>29%</b>	<b>+28</b>
<b>EBITDA</b>	<b>758,7</b>	<b>815,3</b>	<b>-6,9%</b>	<b>-57</b>
Provisões	3,8	7,9	-51%	-4
Deprec. e amortizações líquidas	153,7	155,6	-1,3%	-2
<b>EBIT</b>	<b>601,1</b>	<b>651,8</b>	<b>-7,8%</b>	<b>-51</b>

Produção	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (R\$ M)</b>	<b>881,6</b>	<b>910,3</b>	<b>-3,2%</b>	<b>-29</b>
Lajeado	426,4	382,7	11%	+44
Peixe Angical	331,4	314,3	5,5%	+17
Energest (15 centrais hídricas)	209,5	212,9	-1,6%	-3
Pecém	(86,6)	-	-	-87
<b>Capacidade Instalada - Hídrica (MW)</b>	<b>1.974</b>	<b>1.790</b>	<b>10%</b>	<b>+184</b>
Lajeado	903	903	-	-
Peixe Angical	499	499	-	-
Energest (15 centrais hídricas)	393	389	1,0%	+4
Pecém	180	-	-	+180
<b>Energia Vendida (GWh)</b>	<b>9.450</b>	<b>8.388</b>	<b>13%</b>	<b>+1.062</b>
Lajeado	3.454	3.743	-7,7%	-289
Peixe Angical	2.390	2.374	0,7%	+16
Energest (15 centrais hídricas)	2.411	2.271	6,2%	+140
Pecém	1.195	-	-	+1.195
<b>Preço Médio de Venda (R\$/MWh) (2)</b>	<b>139,2</b>	<b>131,0</b>	<b>6,3%</b>	<b>+8</b>
Lajeado	125,4	117,8	6,5%	+8
Peixe Angical	174,5	164,3	6,2%	+10
Energest (15 centrais hídricas)	123,3	115,9	6,4%	+7
<b>Investimento Operac. (R\$ Milhões)</b>	<b>730,0</b>	<b>468,2</b>	<b>56%</b>	<b>+262</b>
Manutenção	53,0	82,2	-35%	-29
Expansão	677,0	386,0	75%	+291
Pecém	284,9	295,7	-3,7%	-11
Jari	359,4	59,5	504%	+300
Outros	32,7	30,7	6,6%	+2
<b>Empregados (#)</b>	<b>442</b>	<b>367</b>	<b>20%</b>	<b>+75</b>

Comercialização	2012	2011	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	20,8	39,4	-47%	-19
Custos operacionais líquidos (1) (R\$ M)	(29,3)	7,4	-	-37
EBITDA (R\$ M)	50,1	32,0	56%	+18
Vendas electricidade (GWh)	11.254	9.895	14%	+1.359

O EBITDA da actividade de produção diminuiu 7%, uma vez que a actualização dos CAE à inflação foi mais do que compensado pela contribuição negativa da central a carvão de Pecém (-R\$104M em 2012) devido ao atraso do início da operação comercial. O impacto negativo decorrente das aquisições de energia de centrais hídricas no 4T12 devido ao tempo seco foi compensado por energia vendida no mercado no 1S12.

O volume de electricidade vendida aumentou 13%. Não considerando a energia vendida de Pecém, os volumes de energia desceram 1,6% devido a operações de curto prazo não recorrentes realizadas em 2011.

O preço médio de venda aumentou 6% em 2012 suportado pela actualização dos contratos à inflação. A quase totalidade da capacidade instalada da EDPB é contratada através de CAE de longo prazo.

Na central de carvão Pecém (720MW), a EDPB detém uma parceria de 50% com a MPX. As condições contratadas com o sistema Brasileiro de electricidade incluem a disponibilidade de uma capacidade instalada de 615MW (factor de utilização de 85%) 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. Contudo, dados os atrasos no comissionamento da central por razões diversas, a EDPB foi forçada a adquirir electricidade a terceiros desde 23-Jul-2012 por forma a cumprir os contratos CAE com as distribuidoras, enfrentando uma margem negativa de R\$87M em 2012. Entretanto em 1-Dez-12 o primeiro grupo iniciou a operação comercial enquanto que o segundo já iniciou a sincronização com o sistema eléctrico em Fev-13. Existe um pedido pendente de aprovação da ANEEL para a melhoria das actuais condições de repasse dos custos de aquisição de energia incorridos enquanto a central não esteve operacional. Pecém irá gerar um EBITDA estimado (quota-parte de 50% correspondente à EDPB) de R\$215M nos primeiros 12 meses de funcionamento com “repasse” dos custos de combustível.

Os custos com pessoal subiram 17%, reflexo da actualização salarial e do aumento no número de empregados. De notar que o aumento do número de empregados não está totalmente reflectido no aumento de custos na parte relacionada com Pecém, já que estes estiveram a ser capitalizados na maior parte do ano.

O investimento operacional cresceu 56% para R\$730M. O investimento operacional de expansão representa 93%, dos quais 42% referem-se à construção da central a carvão de Pecém e 53% à central hídrica de Jari.

A central hídrica de Santo António do Jari, um projecto de 373MW, tem 190MW médios contratados através de um CAE a 30 anos a um preço de R\$104/MWh e adicionalmente 20.9MW vendidos no leilão de energia de Dez-12 por um período de 28 anos a um preço de R\$82/MWh. O desembolso total será de aprox. R\$1,4MM a ser financiado aprox. por 67% dívida e 33% de capitais próprios. Em Out-12 o BNDES aprovou um empréstimo para financiamento da central de Jari no montante de R\$736,8M por um período de 18,5 anos incluindo um período de carência de 2,5 anos com um custo de TJLP (Taxa Juro de Longo Prazo) + 186 pbs.

Em Dez-12 a EDPB ganhou um CAE para a central hídrica de Cachoeira Caldeirão, um projecto de 219MW com 129,7MW médios contratados por um período de 30 anos a um preço de R\$95,31/MWh. O CAE da central inicia-se em Jan-17 e o projecto terá um investimento esperado de R\$1,1MM e uma alavancagem estimada de 60%.

A MP 579 não tem impacto na EDPB ao nível do negócio da produção no que se refere às renovações das concessões uma vez que as mesmas só terminarão entre 2025 e 2044 e para além disso não se assumiu a renovação automática das concessões aquando da avaliação de investimento.

A actividade de trading e comercialização é desempenhada pela subsidiária EDP Comercializadora no mercado livre através do fornecimento de energia a grandes clientes industriais sem incorrer em riscos materiais no mercado energético. Em 2012, a margem bruta desceu R\$19M uma vez que o aumento de 14% no volume foi mais do que compensado por margens unitárias mais reduzidas devido a custos mais elevados de aquisição de energia. O EBITDA em 2012 foi impactado sobretudo por factores positivos não recorrentes: (i) reversão de provisão referente a um contrato de energia no seguimento do acordo atingido com a Ampla e (ii) compensação recebida de um cliente pelo cancelamento do contrato de energia.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.) (2) Não inclui Pecém



# Demonstrações de Resultados & Anexos

# Demonstração de Resultados por Área de Negócio



<b>2012</b> (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	<b>Grupo EDP</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>988,4</b>	<b>773,0</b>	<b>1.874,7</b>	<b>1.157,8</b>	<b>807,3</b>	<b>(173,0)</b>	<b>5.428,2</b>
Fornecimentos e serviços externos	83,5	272,8	421,7	261,8	177,1	(288,7)	928,3
Custos com pessoal	90,3	98,4	147,8	55,4	106,6	83,7	582,2
Custos com benefícios sociais	0,1	6,4	25,6	7,2	20,0	30,0	89,3
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	12,4	79,1	222,3	(104,3)	(31,2)	21,5	199,9
<b>Custos Operacionais</b>	<b>186,3</b>	<b>456,7</b>	<b>817,3</b>	<b>220,2</b>	<b>272,6</b>	<b>(153,4)</b>	<b>1.799,7</b>
<b>EBITDA</b>	<b>802,1</b>	<b>316,3</b>	<b>1.057,4</b>	<b>937,6</b>	<b>534,7</b>	<b>(19,6)</b>	<b>3.628,5</b>
Provisões	6,2	(1,4)	2,8	(0,0)	11,1	(2,6)	16,1
Depreciações e amortizações líquidas (1)	204,2	257,2	324,9	487,5	140,8	54,4	1.469,0
<b>EBIT</b>	<b>591,8</b>	<b>60,4</b>	<b>729,7</b>	<b>450,1</b>	<b>382,8</b>	<b>(71,4)</b>	<b>2.143,4</b>

<b>2011</b> (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	<b>Grupo EDP</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.009,2</b>	<b>791,9</b>	<b>1.807,0</b>	<b>957,2</b>	<b>1.029,7</b>	<b>(158,6)</b>	<b>5.436,5</b>
Fornecimentos e serviços externos	87,5	262,6	426,2	225,1	184,5	(284,8)	901,0
Custos com pessoal	79,1	93,0	146,7	57,4	106,1	87,0	569,2
Custos com benefícios sociais	0,0	7,5	17,2	3,4	15,5	22,1	65,7
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	4,6	60,3	116,4	(129,4)	41,9	51,1	144,9
<b>Custos Operacionais</b>	<b>171,2</b>	<b>423,4</b>	<b>706,5</b>	<b>156,5</b>	<b>348,0</b>	<b>(124,7)</b>	<b>1.680,9</b>
<b>EBITDA</b>	<b>838,0</b>	<b>368,5</b>	<b>1.100,5</b>	<b>800,7</b>	<b>681,7</b>	<b>(33,9)</b>	<b>3.755,6</b>
Provisões	(2,3)	(26,2)	(6,6)	(0,3)	20,8	15,3	0,7
Depreciações e amortizações líquidas (1)	204,8	261,9	348,5	453,5	139,5	79,3	1.487,5
<b>EBIT</b>	<b>635,5</b>	<b>132,8</b>	<b>758,7</b>	<b>347,5</b>	<b>521,5</b>	<b>(128,6)</b>	<b>2.267,4</b>

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

# Demonstração de Resultados por Trimestre



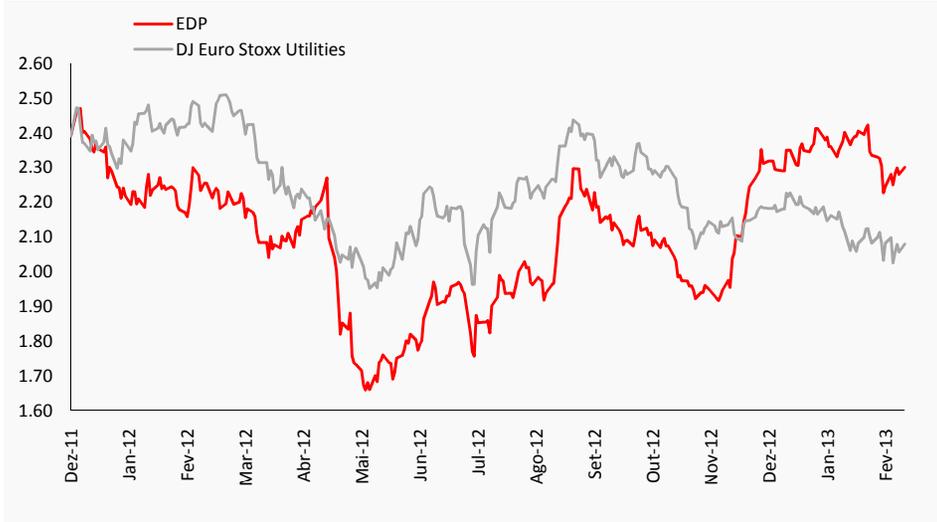
Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T11	2T11	3T11	4T11	1T12	2T12	3T12	4T12	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de electricidade	3.558,4	3.083,6	3.156,6	3.443,2	3.904,5	3.355,8	3.380,3	3.763,8	9,3%	11%
Receitas de gás	418,9	391,5	413,4	465,1	482,7	416,2	449,6	422,7	-9,1%	-6,0%
Outras Receitas	37,7	52,9	48,9	50,6	25,0	29,4	46,6	63,4	25%	36%
<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>3.801,4</b>	<b>3.876,4</b>	<b>4.249,9</b>	<b>7,3%</b>	<b>9,6%</b>
Electricidade	2.032,0	1.633,9	1.711,3	1.943,2	2.284,3	1.888,0	1.956,0	2.263,9	17%	16%
Gás	334,9	299,4	326,8	366,9	390,6	322,5	331,8	331,0	-9,8%	-0,2%
Combustíveis	191,3	211,6	256,9	255,4	279,4	217,3	245,7	297,2	16%	21%
Materiais diversos e mercadorias	25,4	26,7	29,1	39,4	20,1	22,0	32,5	29,5	-25%	-9,2%
<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>2.449,8</b>	<b>2.565,9</b>	<b>2.921,5</b>	<b>12%</b>	<b>14%</b>
Rédito associado a activos afectos a concessões	86,3	109,2	113,4	131,7	94,3	84,6	106,9	433,7	229%	306%
Encargos com activos afectos a concessões	(86,3)	(109,2)	(113,4)	(131,7)	(94,3)	(84,6)	(106,9)	(433,7)	-229%	-306%
<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>1.351,6</b>	<b>1.310,6</b>	<b>1.328,3</b>	<b>-1,9%</b>	<b>1,4%</b>
Fornecimentos e serviços externos	208,3	212,8	229,1	250,9	216,3	229,3	227,7	255,0	1,6%	12%
Custos com pessoal	147,2	145,4	139,6	141,4	154,5	140,2	138,1	149,4	5,6%	8,2%
Custos com benefícios sociais	9,1	19,4	11,1	21,7	15,0	20,5	12,5	41,3	90%	229%
Outros custos operacionais (líquidos)	36,0	64,4	85,2	(40,6)	48,4	79,9	74,9	(3,3)	92%	-
<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>470,0</b>	<b>453,2</b>	<b>442,3</b>	<b>18%</b>	<b>-2,4%</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>881,6</b>	<b>857,3</b>	<b>886,0</b>	<b>-9,6%</b>	<b>3,3%</b>
Provisões	2,4	18,0	(18,7)	(1,0)	3,0	3,8	(3,3)	12,6	-	-
Depreciações e amortizações líquidas (1)	358,0	346,2	348,7	434,6	350,3	353,7	356,5	408,5	-6,0%	15%
<b>EBIT</b>	<b>670,4</b>	<b>550,2</b>	<b>499,8</b>	<b>547,0</b>	<b>650,2</b>	<b>524,2</b>	<b>504,2</b>	<b>464,8</b>	<b>-15%</b>	<b>-7,8%</b>
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	0,2	10,1	(0,1)	10,6	(0,0)	2,9	(0,0)	(0,1)	-	-
Resultados financeiros	(156,1)	(154,8)	(235,0)	(169,4)	(166,8)	(186,2)	(162,6)	(189,6)	-12%	-17%
Resultados em associadas	5,8	6,0	5,6	2,0	3,6	6,8	7,0	6,3	209%	-9,2%
<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>347,7</b>	<b>348,6</b>	<b>281,5</b>	<b>-28%</b>	<b>-19%</b>
IRC e Impostos diferidos	123,4	97,1	21,7	18,2	79,0	79,9	114,2	9,4	-48%	-92%
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do período	396,9	314,4	248,7	372,0	408,0	267,8	234,4	272,1	-27%	16%
<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>244,5</b>	<b>212,8</b>	<b>218,0</b>	<b>-28%</b>	<b>2,4%</b>
Interesses não controláveis	54,5	48,1	33,7	71,0	70,7	23,2	21,6	54,1	-24%	150%

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

# Desempenho da EDP na Bolsa



## 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
- Abr-3:** Fitch coloca Utilities com exposição a Espanha sob vigilância negativa
- Abr-17:** Assembleia Geral Anual
- 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-11:** Comunicação de participação qualificada pela CTG e comunicação de diminuição de participação qualificada pela Parpublica. Indicação de Representantes para o Conselho Geral e de Supervisão pela CTG
- Mai-16:** Pagamento de dividendo bruto de €0,185 por acção relativo ao exercício de 2011
- Mai-17:** Governo Português anuncia conjunto de medidas para o sector eléctrico
- Mai-22:** Comunicação de participação qualificada da Qatar Holding
- Jul-3:** Comunicação de participação qualificada pela MFS
- Jul-20:** EDP vende activos de transporte de gás em Espanha à Enagás
- Jul-26:** China Development Bank Corporation acorda empréstimo de €1.000 milhões à EDP
- Jul-30:** EDP propõe novo acordo coletivo de trabalho
- Ago-1:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP Escelsa em 14,29%
- Ago-1:** Redução de participação qualificada por parte da MFS
- Ago-2:** Fitch baixa rating da EDP para "BBB-" com outlook negativo
- Set-14:** EDP emite obrigações no montante de €750 milhões a 5 anos
- Out-2:** ANEEL aprova a revisão tarifária da EDP Bandeirante para o período de 2011-15
- Out-15:** ERSE anuncia proposta de tarifas para a energia eléctrica em 2013
- Out-17:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP Bandeirante em 11,45%
- Out-18:** Renúncia de José Joaquim de Oliveira Reis do Conselho Geral e de Supervisão
- Out-22:** Bank of China assina empréstimo de €800 milhões com a EDP
- Nov-6:** EDP Renováveis vende participação accionista de 49% em 599MW de parques eólicos nos EUA
- Nov-13:** EDP emite obrigações no montante de CHF 125 milhões a 6 anos
- Dez-3:** EDP Brasil anuncia início da operação comercial do primeiro grupo de Pécem I
- Dez-13:** EDP vende ajustamentos tarifários relativos aos CMEC
- Dez-14:** EDP Brasil obtém CAE para uma central hídrica de 219 MW no leilão de energia no Brasil
- Dez-17:** ERSE divulga Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e outros serviços em 2013
- Dez-20:** EDPR acorda com CTG primeiro investimento em participações minoritárias em parques eólicos
- Jan-18:** Comunicação de participação qualificada por parte da Blackrock
- Jan-25:** Comunicação de participação qualificada por parte da Capital Research
- Jan-31:** EDP contrata empréstimo de €1.600.000.000
- Fev-15:** Conclusão da venda do negócio de transporte de gás em Espanha
- Fev-22:** Redução de participação qualificada por parte da Parpública

EDP em Bolsa	YTD	52W 04-13-2013	2012
--------------	-----	-------------------	------

### Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	2,300	2,300	2,290
Max	2,484	2,446	2,484
Min	1,628	1,628	1,628
Média	2,111	2,081	2,069

### Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	3.492	2.888	2.899
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	11	11	11
Volume Transaccionado (milhões de acções)	1.655	1.387	1.401
Volume Médio Diário (milhões de acções)	5,4	5,3	5,4

Dados Acções EDP	2012	2011	Δ %
------------------	------	------	-----

Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	31,9	32,4	-1,4%

# EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade



Capacidade Instalada - MW (1)	2012	2011	Δ MW	Δ %	Produção de Electricidade (GWh)	2012	2011	Δ GWh	Δ %
<b>CAE/CMEC</b>	<b>6.220</b>	<b>6.220</b>	-	<b>0,0%</b>	<b>CAE/CMEC</b>	<b>12.567</b>	<b>16.137</b>	<b>-3.570</b>	<b>-22%</b>
Hídrico	4.094	4.094	-	0%	Hídrico	3.919	9.265	-5.345	-58%
Fio de água	1.860	1.860	-		Fio de água	3.049	6.612	-3.563	
Albufeira	2.234	2.234	-		Albufeira	870	2.653	-1.782	
<b>Carvão</b>	<b>1.180</b>	<b>1.180</b>	-	<b>0%</b>	<b>Carvão</b>	<b>8.647</b>	<b>6.879</b>	<b>1.769</b>	<b>26%</b>
Sines	1.180	1.180	-		Sines	8.647	6.879	1.769	
<b>Fuel</b>	<b>946</b>	<b>946</b>	-	<b>0%</b>	<b>Fuel</b>	<b>1</b>	<b>-6</b>	<b>7</b>	<b>-</b>
Setúbal	946	946	-		Setúbal	1	-6	7	
<b>Regime Especial (Ex-Eólico)</b>	<b>466</b>	<b>469</b>	<b>-3</b>	<b>-</b>	<b>Regime Especial (Ex-Eólico)</b>	<b>2.246</b>	<b>2.387</b>	<b>-141</b>	<b>-6%</b>
Mini-Hídricas	157	160	-3		Mini-Hídricas	253	440	-188	
Cogeração+Resíduos	275	275	-		Cogeração+Resíduos	1.787	1.748	39	
Biomassa	35	35	-		Biomassa	207	198	8	
<b>Produção Liberalizada de Electricidade</b>	<b>7.122</b>	<b>7.574</b>	<b>-453</b>	<b>-6,0%</b>	<b>Produção Liberalizada de Electricidade</b>	<b>13.184</b>	<b>15.196</b>	<b>-2.012</b>	<b>-13%</b>
Hídrico	1.605	1.347	257		Hídrico	2.134	1.804	329	18,3%
Portugal	1.178	921	257		Portugal	1.513	1.220	293	
Espanha	426	426	-		Espanha	621	584	37	
<b>Carvão</b>	<b>1.460</b>	<b>1.460</b>	-	<b>0%</b>	<b>Carvão</b>	<b>6.714</b>	<b>5.354</b>	<b>1.361</b>	<b>25%</b>
Aboño I	342	342	-		Aboño I	1.965	908	1.057	
Aboño II	536	536	-		Aboño II	3.239	3.225	14	
Soto Ribera II	236	236	-		Soto Ribera II	467	78	389	
Soto Ribera III	346	346	-		Soto Ribera III	1.044	1.143	-99	
<b>CCGT</b>	<b>3.736</b>	<b>3.736</b>	-	<b>0%</b>	<b>CCGT</b>	<b>3.106</b>	<b>6.826</b>	<b>-3.720</b>	<b>-55%</b>
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-		Ribatejo (3 grupos)	229	1.100	-871	
Lares (2 grupos)	863	863	-		Lares (2 grupos)	1.278	2.972	-1.694	
Castejón (2 grupo)	843	843	-		Castejón (2 grupo)	826	984	-158	
Soto IV (1 grupo)	426	426	-		Soto IV (1 grupo)	609	1.347	-738	
Soto V (1 grupo)	428	428	-		Soto V (1 grupo)	164	424	-260	
<b>Nuclear</b>	<b>156</b>	<b>156</b>	-	<b>0%</b>	<b>Nuclear</b>	<b>1.230</b>	<b>1.212</b>	<b>18</b>	<b>1,5%</b>
Trillo	156	156	-		Trillo	1.230	1.212	18	
<b>Fuel</b>	<b>165</b>	<b>875</b>	<b>-710</b>	<b>-81%</b>	<b>Fuel</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-0</b>	<b>-</b>
Tunes + Carregado	165	875	-710		Tunes + Carregado	0	0	-0	
<b>Eólico (Maior detalhe na página 16)</b>	<b>7.558</b>	<b>7.157</b>	<b>401</b>	<b>5,6%</b>	<b>Eólico</b>	<b>18.445</b>	<b>16.800</b>	<b>1.644</b>	<b>10%</b>
Europa	3.837	3.652	186		Europa	8.277	7.301	976	
EUA	3.637	3.422	215		EUA	9.937	9.330	606	
Brasil	84	84	-		Brasil	231	170	62	
<b>Solar</b>	<b>39</b>	<b>-</b>	<b>39</b>	<b>-</b>	<b>Solar</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Brasil (Ex-Eólico)</b>	<b>1.974</b>	<b>1.790</b>	<b>184</b>	<b>10,3%</b>	<b>Brasil (Ex-Eólico)</b>	<b>8.217</b>	<b>7.873</b>	<b>344</b>	<b>4,4%</b>
Hídrico	1.794	1.790	4	0,2%	Hídrico	8.190	7.873	317	4,0%
Lajeado	903	903	-		Lajeado	3.711	3.655	56	
Peixe Angical	499	499	-		Peixe Angical	2.839	2.653	186	
Energest	393	389	4		Energest	1.640	1.565	75	
<b>Coal</b>	<b>180</b>	<b>-</b>	<b>180</b>	<b>-</b>	<b>Coal</b>	<b>26</b>	<b>-</b>	<b>26</b>	<b>-</b>
Pecém	180	-			Pecém	26	-		
<b>TOTAL</b>	<b>23.380</b>	<b>23.212</b>	<b>168</b>	<b>0,7%</b>	<b>TOTAL</b>	<b>54.658</b>	<b>58.393</b>	<b>-3.735</b>	<b>-6,4%</b>

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

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



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	2012	2011	Δ GWh	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>44.654</b>	<b>46.508</b>	<b>-1.854</b>	<b>-4,0%</b>
Muito Alta Tensão	1.901	1.775	127	7,1%
Alta / Média Tensão	20.300	20.767	-468	-2,3%
Baixa Tensão	22.453	23.967	-1.514	-6,3%
<b>Espanha</b>	<b>9.003</b>	<b>9.517</b>	<b>-514</b>	<b>-5,4%</b>
Alta / Média Tensão	6.512	7.094	-582	-8,2%
Baixa Tensão	2.491	2.422	68	2,8%
<b>Brasil</b>	<b>24.923</b>	<b>24.544</b>	<b>379</b>	<b>1,5%</b>
Clientes Livres	9.305	9.414	-109	-1,2%
Industrial	4.085	4.290	-205	-4,8%
Residencial, Comercial & Outros	11.533	10.840	693	6,4%
<b>TOTAL</b>	<b>78.580</b>	<b>80.569</b>	<b>-1.989</b>	<b>-2,5%</b>

Clientes Ligados (mil)	2012	2011	Δ Abs.	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>6.095</b>	<b>6.138</b>	<b>-42,5</b>	<b>-0,7%</b>
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,0	0,2%
Baixa Tensão Especial	33	34	-0,3	-1,0%
Baixa Tensão	6.038	6.080	-42,2	-0,7%
<b>Espanha</b>	<b>659</b>	<b>656</b>	<b>2,5</b>	<b>0,4%</b>
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	0,6%
Baixa Tensão	657	655	2,5	0,4%
<b>Brasil</b>	<b>2.934</b>	<b>2.832</b>	<b>102,3</b>	<b>3,6%</b>
Bandeirante	1.601	1.545	56,1	3,6%
Escelsa	1.332	1.286	46,1	3,6%
<b>TOTAL</b>	<b>9.688</b>	<b>9.625</b>	<b>62,3</b>	<b>0,6%</b>

Redes	2012	2011	Δ Abs.	Δ %
<b>Extensão das redes (Km)</b>	<b>333.921</b>	<b>331.027</b>	<b>2.894</b>	<b>0,9%</b>
Portugal	223.734	222.627	1.108	0,5%
Espanha	22.986	22.652	334	1,5%
Brasil	87.201	85.749	1.452	1,7%
<b>Perdas (% da electricidade distribuída)</b>				
Portugal (1)	-9,1%	-7,7%	-1,4 pp	
Espanha	-3,7%	-3,5%	-0,2 pp	
Brasil				
Bandeirante	-10,2%	-10,3%	0,1 pp	
Técnicas	-5,5%	-5,5%	0,0 pp	
Comerciais	-4,7%	-4,7%	0,0 pp	
Escelsa	-13,7%	-12,8%	-0,9 pp	
Técnicas	-7,7%	-7,4%	-0,3 pp	
Comerciais	-6,0%	-5,4%	-0,6 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	2012	2011	Δ GWh	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>7.323</b>	<b>7.138</b>	<b>184</b>	<b>2,6%</b>
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	1.007	1.901	-894	-47%
Média Pressão (P > 4 Bar)	6.288	5.212	1.075	21%
GPL	28	25	3	12%
<b>Espanha</b>	<b>55.786</b>	<b>48.447</b>	<b>7.339</b>	<b>15%</b>
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	8.895	8.118	778	9,6%
Média Pressão (P > 4 Bar)	46.891	40.330	6.561	16%
<b>TOTAL</b>	<b>63.109</b>	<b>55.585</b>	<b>7.523</b>	<b>13,5%</b>

Pontos de Abastecimento (mil)	2012	2011	Δ Abs.	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>289,7</b>	<b>270,9</b>	<b>18,8</b>	<b>6,9%</b>
Finais	253,9	270,1	-16,2	-6,0%
Acesso	35,8	0,8	35,0	4299%
<b>Espanha</b>	<b>1.008,1</b>	<b>993,9</b>	<b>14,3</b>	<b>1,4%</b>
Finais	-	-	-	-
Acesso	1.008,1	993,9	14,3	1,4%
<b>TOTAL</b>	<b>1.297,8</b>	<b>1.264,7</b>	<b>33,0</b>	<b>2,6%</b>

Redes	2012	2011	Δ Abs.	Δ %
<b>Extensão das redes (Km)</b>	<b>14.641</b>	<b>14.240</b>	<b>402</b>	<b>2,8%</b>
Portugal	4.321	4.125	196	4,8%
Espanha	10.321	10.115	206	2,0%
Distribuição	9.875	9.690	185	1,9%
Transporte	446	425	21	4,9%

# EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



## Principais Acontecimentos 2012

**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;

**Jun:** EDP é considerada a marca portuguesa mais valiosa segundo o estudo da consultora Brand Finance, com um *brand value* de €2,4MM;

**Jun:** EDP distinguida pela 2012 IR Magazine Europe Awards como melhor empresa na área de relação com investidores em Portugal e entre as "utilities" europeias, tendo a EDP Renováveis sido distinguida na área de energias alternativas na Europa;

**Ago:** EDP considerada pela Thomson Reuters Extel IRRRI 2012 como a melhor em "Comunicação de Sustentabilidade e Governo da Sociedade" de entre as "utilities" mundiais;

**Set:** EDP no top de sustentabilidade mundial no índice Dow Jones pelo 5º ano consecutivo, obtendo a mesma pontuação absoluta do líder das "utilities"

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

	2012	2011	Δ %
<b>Índice de Sustentab.</b>	<b>130</b>	<b>130</b>	<b>0,4%</b>
Comp. Ambiental Peso %	144 36%	146 36%	-1,7%
Comp. Económica Peso %	110 33%	111 33%	-1,5%
Comp. Social Peso %	137 31%	131 31%	4,7%

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

	2012	2011	Δ %
<b>Valor Económico (€M)(1)</b>			
Directo Gerado	17.488	16.394	6,7%
Distribuído	15.363	14.118	8,8%
Acumulado	2.125	2.276	-6,7%

## Métricas Sociais (g)

	2012	2011	Δ %
<b>Empregados (c)</b>	<b>12.275</b>	<b>12.168</b>	<b>0,9%</b>
<b>Formação (horas formanc)</b>	<b>503.272</b>	<b>477.091</b>	<b>5,5%</b>
<b>Acidentes em Serviço</b>	<b>38</b>	<b>46</b>	<b>-17%</b>
Ind. Frequência EDP (Tf)	1,82	2,17	-16%
Ind. Gravidade EDP (Tg)	109	180	-40%
Ind. Freq. EDP+PSE(f) (Tf)	4,17	4,65	-10%

## Métricas Ambientais

	2012	2011	Δ %
<b>Emissões Atmosféricas (kt) (a)</b>			
CO2	18.004,7	16.918,5	6%
NOx	16,0	15,1	6%
SO2	16,0	9,4	69%
Partículas	0,753	0,660	14%
<b>Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)</b>			
CO2	323,35	285,11	13%
NOx	0,29	0,25	13%
SO2	0,29	0,16	81%
<b>Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)</b>			
Emissões directas (Âmbito 1)	18.046	16.957	6%
Emissões indirectas (Âmbito 2)	1.455	1.281	14%
<b>Consumo de Energia Primária (TJ) (b)</b>	<b>197.723</b>	<b>192.996</b>	<b>2%</b>
<b>Capacidade Líquida Max. Certificada (%)</b>	<b>76%</b>	<b>70%</b>	<b>6 p.p.</b>
<b>Utilização de Água (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>	<b>1.622.631</b>	<b>1.452.161</b>	<b>12%</b>
<b>Total Resíduos (t) (e)</b>	<b>647.166</b>	<b>554.796</b>	<b>17%</b>
<b>Despesas Ambientais (€ mil)</b>	<b>80.514</b>	<b>77.422</b>	<b>4%</b>
<b>Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)</b>	<b>2218,0</b>	<b>4,1</b>	<b>-</b>

(a) Excluindo frota automóvel

(b) Incluindo frota automóvel e consumo de gás na actividade de transporte e distribuição

(c) Incluindo Órgãos Sociais Executivos remunerados

(d) Inclui vapor (2,254 GWh: 2012 vs. 2,159 GWh: 2011)

(e) Resíduos encaminhados para destino final.

(f) PSE: Prestadores de Serviços Externos

(g) Excluindo a central de carvão de Pécem

(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.

## Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (ktCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (d) (GWh)	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
<b>PPA/CMEC</b>	<b>7.803</b>	<b>6.263</b>	<b>0,90</b>	<b>0,91</b>	<b>8.648</b>	<b>6.873</b>
Carvão	7.786	6.252	0,90	0,91	8.647	6.879
Fuel Oil & Gás Natural	17	11	-	-	1	(6)
<b>Produção Liberalizada</b>	<b>8.972</b>	<b>9.431</b>	<b>0,91</b>	<b>0,77</b>	<b>9.846</b>	<b>12.179</b>
Carvão	7.724	6.761	1,15	1,26	6.741	5.354
CCGT	1.248	2.669	0,40	0,39	3.106	6.826
<b>Regime Especial</b>	<b>1.230</b>	<b>1.225</b>	<b>0,29</b>	<b>0,30</b>	<b>4.248</b>	<b>4.106</b>
<b>Produção Térmica</b>	<b>18.005</b>	<b>16.919</b>	<b>0,79</b>	<b>0,73</b>	<b>22.742</b>	<b>23.158</b>
<b>Produção Livre de Emissões de CO2</b>					<b>32.940</b>	<b>36.183</b>
<b>Total Emissões de CO2</b>			<b>0,32</b>	<b>0,29</b>	<b>55.682</b>	<b>59.340</b>