



# Resultados 9M12

## 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, 6 de Novembro de 2012

## Performance Financeira Consolidada

Destaques .....	- 3 -
Decomposição do EBITDA .....	- 4 -
Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA .....	- 5 -
Investimento Operacional e Financeiro .....	- 6 -
Cash Flow .....	- 7 -
Demonstração da Posição Financeira Consolidada .....	- 8 -
Dívida Financeira Líquida 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)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>4.100</b>	<b>4.083</b>	<b>0,4%</b>	<b>+23</b>
Fornecimentos e serviços externos	673	650	3,6%	+23
Custos com pessoal	433	432	0,1%	+1
Custos com benefícios sociais	48	40	21%	+9
Outros custos operacionais (líquidos)	203	186	9,5%	+18
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>1.357</b>	<b>1.307</b>	<b>3,8%</b>	<b>+50</b>
<b>EBITDA</b>	<b>2.742</b>	<b>2.775</b>	<b>-1,2%</b>	<b>-33</b>
Provisões	3	2	97%	+2
Depreciações e amortiz. líquidas (2)	1.060	1.053	0,7%	+8
<b>EBIT</b>	<b>1.679</b>	<b>1.720</b>	<b>-2,4%</b>	<b>-42</b>
Result. da alienação de act. financ.	3	10	-72%	-7
Resultados financeiros	(516)	(546)	5,5%	+30
Resultados em associadas	17	17	0,1%	+0
<b>Resultado Antes de Impostos</b>	<b>1.183</b>	<b>1.202</b>	<b>-1,6%</b>	<b>-19</b>
IRC e Impostos diferidos	273	242	13%	+31
Operações em descontinuação	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	910	960	-5,2%	-50
<b>Accionistas da EDP</b>	<b>795</b>	<b>824</b>	<b>-3,5%</b>	<b>-29</b>
Interesses não controláveis	116	136	-15%	-21

Dados-chave Operacionais	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12.297	12.131	1,4%	+166
Capacidade instalada (MW)	22.733	22.576	0,7%	+156

Dados-chave Financeiros (€ M)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
FFO	2.041	1.996	2,2%	+44
Investimento operacional	1.197	1.353	-11%	-155
Manutenção	446	496	-10%	-50
Expansão	752	857	-12%	-105
Investimentos financeiros Líquidos	56	(108)	-	+164

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Sep-12	Dez-11	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.110	8.110	0,0%	+1
Dívida líquida	18.248	16.948	7,7%	+1.300
Receb. futuros da actividade regulada (4)	2.656	1.647	61%	+1.009
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 1% (vs. 9M11), para €2.742M nos 9M12, reflectindo um forte acréscimo na actividade eólica (+€126M) e uma queda no EBITDA do Brasil (-€157M), essencialmente motivada por itens não recorrentes. O EBITDA das operações na Península Ibérica foi suportado por um apertado controlo de custos.

Nos 9M12, 90% do EBITDA da EDP resultou de actividades contratadas a longo prazo e reguladas, reflectindo o perfil de baixo risco operacional. A visibilidade regulatória melhorou no período: (i) em Portugal, com as alterações introduzidas pelo Governo Português em Mai-12 e Set-12, nomeadamente ao nível da garantia de potência, cogeração, CMECS e energia eólica; (ii) em Espanha, com o projecto-lei (Set-12) que visa garantir a sustentabilidade do sistema eléctrico espanhol, através de diversos impostos incidentes sobre a produção de energia e utilização de recursos; e (iii) na distribuição de electricidade em Portugal, com a divulgação da proposta de tarifas 2013 (em Out-12, prevendo um aumento médio das tarifas a partir de Jan-13 em 2,8%), no âmbito do enquadramento regulatório definido para o período regulatório 2012-2014.

Os **custos operacionais líquidos**<sup>(1)</sup> subiram 3,8% (+€50M), para €1.357M nos 9M12, impulsionados por uma subida de €32M nos custos operacionais e de €18M nos outros custos operacionais (decorrente de um ganho de €27M obtido na venda de activos à REE nos 9M11). Os custos operacionais subiram 2,9%, para €1.154M nos 9M12, reflectindo (i) custos na P. Ibérica quase estáveis (+0,3%) reflexo de um apertado controlo de custos; (ii) +11% na EDPR suportado pelo crescimento da actividade e pela apreciação do USD vs. Euro (+9%); e (iii) +3% no Brasil. Nos 9M12, a EDP alcançou uma poupança de custos de €58M, correspondente a 77% do objectivo fixado para 2012 no programa de eficiência corporativa ("OPEX III").

O **EBIT** recuou 2% (vs. 9M11), para €1.679M nos 9M12, suportado por amortizações líquidas 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**, -€516M nos 9M12, reflectem essencialmente: (i) uma dívida líquida média 6% mais alta e um custo médio de dívida estável em 4,0%; (ii) menor impacto de imparidade registada na nossa participação no BCP (€6M no 9M12 vs. €49M nos 9M11) e menores provisões no Brasil (€23M nos 9M11). Os **interesses não controláveis** recuaram 15% para €116M nos 9M12, influenciado pela queda nos resultados da EDP Brasil. O **resultado líquido** nos 9M12 cifrou-se em €795M, ficando 3,5% abaixo dos 9M11.

A **dívida líquida** aumentou €1,3MM, para €18,2MM em Set-12, influenciada por: (i) +€1,0MM de recebimentos futuros relacionados com actividades reguladas, designadamente em Portugal (+€0,9MM), (ii) €0,8MM de investimento em nova capacidade eólica, no Brasil e hídrica em Portugal; e (iii) +€0,7MM de dividendos pagos aos accionistas da EDP. O FFO cresceu 2% no período. Até Set-12, a EDP despendeu €2,0MM nos 2,8GW actualmente em construção. Excluindo os recebimentos futuros relacionados com actividade regulada, o nosso rácio de dívida líquida ajustada/EBITDA aumentou de 4,1x em Dez-11 para 4,3x em Set-12, penalizado pelo investimento acumulado em capacidade em construção.

No âmbito da parceria estratégica com a China Three Gorges, em Jul-12 a EDP acordou com o China Development Bank os termos para o financiamento de €1,0MM, a 5 anos e um juro Euribor a 6 meses acrescido de 480pb. Em Set-12, a EDP emitiu €750M em obrigações a 5 anos com um cupão 5,75%. Em Out-12, a EDP assinou com o Bank of China um contrato de financiamento "multicurrency" de €800M, a 3 anos e com um juro de Libor a 3 meses acrescido de 350pb. **A Set-12, a EDP detinha uma posição total de caixa e de linhas de crédito disponíveis no valor de €4,2MM.** Esta posição de liquidez financeira, acrescida da linha de €800M recentemente contratada com o Bank of China, permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento até meados de 2014. Considerando os remanescentes €3MM a obter através da execução da parceria com a China Three Gorges (€2MM na venda de posições minoritárias em parques eólicos até 2015 e €1MM adicional garantido pela China Development Bank a utilizar em 2013/14), a nova posição de liquidez permitirá cobrir as necessidades de refinanciamento até meados de 2015.

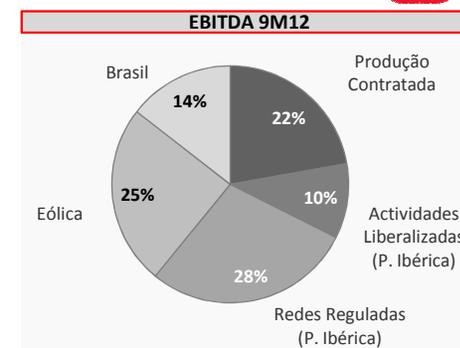
Em Jul-12, a EDP acordou a venda dos seus activos de transporte de gás em Espanha à Enagás, por um "enterprise value" de €262,5M. Em Nov-12, a EDPR acordou vender à Borealis Infrastructure uma posição de 49% num conjunto de parques eólicos localizados nos EUA por USD230M. A EDP espera registar o encaixe destas operações até ao 1T13.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSEs + Custos Pessoal + Custos benef. Sociais) + Outros custos oper. (Líqu.); (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)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.	1T11	2T11	3T11	4T11	1T12	2T12	3T12	4T12
Produção Contratada LP	608,5	622,5	-2,3%	-14	203,0	209,6	209,9	201,7	197,0	205,3	206,2	-
Actividades Liberalizadas	280,3	279,4	0,3%	+1	120,4	71,6	87,3	113,1	94,5	87,5	98,3	-
Redes Reguladas P. Ibérica	809,3	799,6	1,2%	+10	275,0	249,3	275,2	300,4	274,9	245,0	289,3	-
Eólico	674,7	548,3	23%	+126	220,1	189,1	139,1	252,4	263,5	240,1	171,2	-
Brasil	397,4	554,3	-28%	-157	198,2	194,3	161,9	127,4	177,4	120,5	99,4	-
Outros	(27,7)	(29,1)	5%	+1	(8,6)	(21,7)	1,2	(14,4)	(3,9)	(16,9)	(6,9)	-
<b>Consolidado</b>	<b>2.742,4</b>	<b>2.775,0</b>	<b>-1,2%</b>	<b>-33</b>	<b>1.008,2</b>	<b>892,2</b>	<b>874,6</b>	<b>980,6</b>	<b>1.003,5</b>	<b>881,6</b>	<b>857,3</b>	-



O EBITDA do Grupo EDP ascendeu a **€2.742M (-1% vs. 9M11)**, na medida em que os acréscimos de EBITDA verificados na actividade eólica (+€126M) e no negócio de redes reguladas (+€10M) foram mais do que compensados pelas quedas verificadas no Brasil (-€157M) e na produção contratada de LP (-€14M). O impacto de variações cambiais no EBITDA ascendeu a -€7M: -€29M decorrente de depreciação de BRL vs. Euro e +€22M decorrente da apreciação do USD vs. Euro.

**PRODUÇÃO CONTRATADA DE L.P. NA P. IBÉRICA** - O EBITDA da produção contratada de L.P. recuou 2% vs. 9M11, para €609M nos 9M12, já que o impacto da redução de produção nas nossas centrais mini-hídricas (-57% resultante de um tempo muito seco) superou o impacto positivo de uma inflação mais alta, disponibilidade média das centrais acima do nível contratado e do comissionamento do equipamento de desnitrificação em Sines.

**ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA** - O EBITDA manteve-se estável, em €280M nos 9M12, suportado por (i) +€6M de margem bruta na actividade de electricidade, (ii) -€12M de margem bruta no negócio de comercialização de gás e por (iii) custos operacionais €6M mais baixos. No negócio de electricidade, a margem bruta subiu 1% nos 9M12, para €570M, na medida em que a margem média unitária antes de coberturas mais alta (+€4/MWh vs. 9M11, para €11,3/MWh) mais que compensou a queda nos volumes vendidos (-10%, fruto de uma redução nas vendas no mercado grossista em Portugal) e menores ganhos com coberturas de electricidade. O volume vendido a clientes finais desceu 3% vs. 9M11, suportado por uma redução de volume vendido em Espanha (-5%): apesar da expansão da base de clientes em 5%, a nossa estratégia de enfoque nos clientes mais atractivos resultou num decréscimo do volume vendido. Em Portugal, o volume comercializado subiu 5%, impulsionado pela contratação de alguns grandes clientes industriais (meados de 2011) e por uma subida de 87% da nossa base de clientes (suportado no segmento residencial). A redução na margem bruta de gás deriva de uma descida de 2% 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 forte concorrência na contratação de novos clientes industriais.

**REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA** - O EBITDA subiu 1% nos 9M12, para €809M, suportado por: (i) 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; (2) impacto não recorrente positivo no 3T11 de €13M ao nível da distribuição de gás em Portugal e (3) queda de 7% dos proveitos regulados da distribuição de electricidade em Espanha devido às alterações regulatórias ocorridas em Mar-12.

De realçar que os números de ambos os anos estão influenciados por 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) €8,5M em consequência da contabilização dos desvios tarifários na distribuição de gás em Portugal no 9M11, (iv) mais valia na 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 1S11 (sem impacto ao nível do consolidado). **Excluindo estes impactos, o EBITDA cresceu 5% em termos homólogos (+€38M).**

**EÓLICO** - O EBITDA da EDPR subiu 23% (vs. 9M11), para €675M nos 9M12, reflectindo um aumento de 6% da capacidade instalada, um factor médio de utilização de 29% nos 9M12 (+1pp vs. 9M11), e uma melhoria do preço médio de venda, +11% para €64/MWh, explicada por um aumento dos preços nas três principais regiões onde a EDPR opera. Os mercados que mais contribuíram para este crescimento foram: (1) os EUA (+€47M), reflectindo um contributo positivo de €22M relativo a variações cambiais (apreciação de 9% do USD face ao EUR), 244MW de capacidade adicional, um factor médio de utilização superior (+1pp para 32%) e um aumento do preço médio de venda (+3% para USD47/MWh); (2) Espanha (+€44M, incluindo resultados de coberturas), reflectindo 90MW de capacidade adicional, um factor médio de utilização superior (+1pp para 26%) e um preço médio de venda superior (+7% para €88/MWh); e (3) o mercado Europeu não Ibérico (+€41M), devido a 79MW de nova capacidade, a um aumento do factor médio de utilização (+1pp para 23%) e a um preço médio de venda superior (+12% para €107/MWh). Em Portugal, o EBITDA aumentou 6% (+€5M), reflectindo a entrada em operação de 16MW de capacidade, um factor médio de utilização estável de 26% e um preço médio de venda superior (+4% para €107/MWh).

**BRASIL** - A contribuição da EDP Brasil para o EBITDA caiu 28% nos 9M12 (vs. 9M11), penalizada por uma descida de 50% no EBITDA na distribuição, decorrente do impacto de desvios tarifários negativos (motivados por um custo de electricidade mais elevado e não coberto pelas tarifas cobradas). Por seu turno, o EBITDA da produção cresceu 13%, suportado pela actualização dos CAE à inflação e por preços de mercado mais elevados devido ao tempo seco. Ajustado de itens não recorrentes como (i) impacto dos desvios tarifários incluindo a nova metodologia regulatória nas tarifas da Bandeirante (-R\$166M nos 9M12 vs. 9M11), (ii) capitalização de algumas receitas da distribuição nos 9M12 que são capitalizadas nos 9M11 (R\$37M) e (iii) contribuição negativa da central a carvão do Pécem devido ao atraso do arranque comercial (R\$23M no 3T12), o **EBITDA normalizado teria descido 6% de R\$1.241M nos 9M11 para R\$1.171M nos 9M12 (20% acima do EBITDA reportado nos 9M12).**

# Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Provisões & Amortizações (€ M)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA</b>	<b>2.742,4</b>	<b>2.775,0</b>	<b>-1,2%</b>	<b>-33</b>
Provisões	3,4	1,7	97%	+2
Amortizações	1.079,5	1.078,2	0,1%	+1
Compensações de amortizações	(19,1)	(25,3)	25%	+6
<b>EBIT</b>	<b>1.678,6</b>	<b>1.720,4</b>	<b>-2,4%</b>	<b>-42</b>

Resultados Financeiros (€ M)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(519,6)	(486,8)	-6,7%	-33
Custos financeiros capitalizados	105,8	107,9	-1,9%	-2
Diferenças de câmbio e derivados	(39,2)	(40,4)	2,9%	+1
Rendimentos de participações de capital	5,3	7,1	-26%	-2
Unwinding c/ resp. pensões e actos médicos	(68,6)	(66,3)	-3,6%	-2
Outros ganhos e perdas financeiros	0,7	(67,6)	-	+68
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(515,7)</b>	<b>(545,9)</b>	<b>5,5%</b>	<b>+30</b>

Ganhos/(Perdas) Emp. Associadas (€ M)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
CEM (21%) - China/Macau	10,6	9,9	6,8%	+1
Setgás (33%)	2,0	2,6	-25%	-1
EDP Renováveis (subsidiárias)	4,3	3,7	15%	+1
Outros	0,7	1,2	-46%	-1
<b>Ganhos/(Perdas) Empresas Associadas</b>	<b>17,4</b>	<b>17,4</b>	<b>0,1%</b>	<b>+0</b>

Ganhos/(Perdas) Alien. Act. Financ. (€ M)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
SEASA - EDP Renováveis	-	9,4	-	-9
Outros	2,9	0,9	n.a.	+2
<b>Ganhos/(Perdas) Alien. Activos Financ.</b>	<b>2,9</b>	<b>10,3</b>	<b>-72%</b>	<b>-7</b>

Taxa Imposto (€ M)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>1.183,2</b>	<b>1.202,1</b>	<b>-1,6%</b>	<b>-19</b>
IRC e impostos diferidos	273,1	242,2	13%	+31
Taxa de imposto efectiva (%)	23,1%	20,1%	2,9 pp	-
Ganhos/(perdas) alien. operações descent.	-	-	-	-

Interesses não controláveis (€ M)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	27,8	12,9	116%	+15
HC Energia	1,2	0,5	140%	+1
Energias do Brasil	79,7	114,2	-30%	-35
Outros	6,9	8,7	-21%	-2
<b>Interesses não controláveis</b>	<b>115,6</b>	<b>136,3</b>	<b>-15%</b>	<b>-21</b>

As **amortizações líquidas** (da compensação pelos activos subsidiados) permaneceram constantes nos 9M12, uma vez que a extensão da vida útil dos parques eólicos (de 20 para 25 anos, a partir de Abr-11), foi compensado pelo: (i) comissionamento de diversos novos parques eólicos entre Set-11 e Set-12; (ii) comissionamento de dois novos aproveitamentos hidroeléctricos em Portugal no 4T11, bem como por um maior número de horas de funcionamento das nossas centrais a carvão em Espanha; e (iii) comissionamento do equipamento de desnitrificação na nossa central a carvão de Sines em Portugal desde Jan-12.

## Resultados Financeiros:

a) Os **juros financeiros líquidos** suportados aumentaram 7% para €520M nos 9M12 no seguimento do aumento de 6% da dívida líquida média. O custo médio da dívida manteve-se estável em 4,0% nos 9M12.

b) Os **custos financeiros capitalizados** recuaram 2% reflectindo uma diminuição no nível de trabalhos em curso, nomeadamente na EDP Renováveis.

c) Os **outros ganhos e perdas financeiros** subiram €68M uma vez que nos 9M11 reflectiam €49M de imparidades na nossa participação no BCP (vs. €6M nos 9M12) e ainda uma provisão no valor de €23M 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 e no parque eólico em Espanha Sierra del Madero, cada um deles com €1,5M nos 9M12.

**Ganhos e perdas em alienações de activos financeiros** diminuíram €7M reflectindo a alienação pela EDPR da sua participação de 16,7% na SEASA (parques eólicos em Espanha) no 1S11 (€9M).

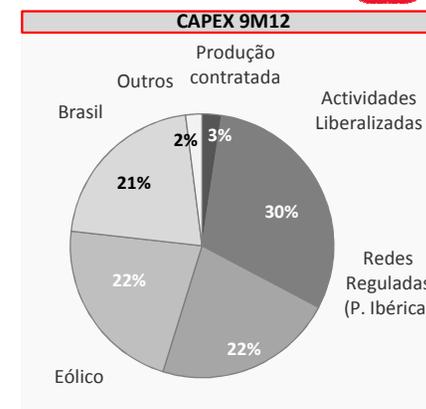
**Imposto sobre o rendimento** inclui efeitos positivos não recorrentes ao nível do perímetro de consolidação fiscal na Iberia quer nos 9M11 quer nos 9M12. O aumento de €31M inclui a subida taxa de imposto em Portugal (de 29,0% em 2011 para 31,5% em 2012)

Os **interesses não controláveis** diminuíram 15% para €116M nos 9M12, dado que a queda nos lucros ao nível da EDP Brasil foi apenas parcialmente compensada pelo aumento do resultado líquido ao nível da EDPR.

# Investimento Operacional e Financeiro



Invest. Operacional (€ M)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.	1T11	2T11	3T11	4T11	1T12	2T12	3T12	4T12
Prod. contratada (P. Ibérica)	28,6	45,8	-38%	-17	13,9	18,4	13,6	13,1	7,9	10,2	10,5	-
Liberalizado (P. Ibérica)	363,5	268,3	35%	+95	49,0	104,1	115,2	197,1	85,8	121,8	155,9	-
Redes reguladas (P. Ibérica)	264,2	255,8	3,3%	+8	69,5	97,0	89,3	148,9	81,7	102,6	80,0	-
Eólico	263,2	516,1	-49%	-253	190,4	154,6	171,1	312,6	55,1	54,4	153,8	-
Brasil	253,8	228,4	11%	+25	63,0	60,8	104,7	112,8	88,9	70,1	94,8	-
Outros	24,1	38,3	-37%	-14	6,8	17,5	14,0	23,4	5,7	6,2	12,3	-
<b>Grupo EDP</b>	<b>1.197,4</b>	<b>1.352,8</b>	<b>-11%</b>	<b>-155</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>-</b>
<b>Expansão</b>	<b>751,8</b>	<b>857,0</b>	<b>-12%</b>	<b>-105</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>-</b>
<b>Manutenção</b>	<b>445,6</b>	<b>495,9</b>	<b>-10%</b>	<b>-50</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>-</b>



Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 9M12	Invest. Acumulado (1)
Hídricas Portugal	1.702	283,0	850
Eólico (2)	367	89,0	366
Carvão Brasil	360	97,4	653
Hídrica Brasil	382	75,7	132
<b>Total</b>	<b>2.811</b>	<b>545,1</b>	<b>2.001</b>

O investimento operacional consolidado ascendeu a €1.197M nos 9M12, ficando 11% aquém dos 9M11. O investimento em expansão recuou 12% no período, fruto do investimento eólico inferior (-49% para €263M). Ainda assim, o investimento superior em actividades liberalizadas (nova capacidade hídrica em Portugal) e no Brasil (nova capacidade hídrica e a carvão) compensaram parcialmente esta queda. O investimento em manutenção nos 9M12 ficou 10% abaixo dos 9M11, em €446M, reflectindo a conclusão do investimento no equipamento de desnitrificação na central de Sines, em 2011, e o menor investimento em distribuição no Brasil. Em linha com a estratégia da EDP de investir em actividades de risco controlado, as actividades reguladas e contratadas de longo prazo absorveram 68% do investimento operacional.

O investimento em **nova capacidade hídrica em Portugal** (c52% do investimento de expansão) totalizou €316M nos 9M12, maioritariamente alocado (€283M) à construção de 6 projectos hídricos (1.702MW com arranque previsto em 2012-16): 3 repotenciações (1.203MW) e 3 novas barragens (499MW). A repotenciação de Alqueva II (256MW, 90% do investimento já realizado), já iniciou o período de testes em Out-12.

O investimento em **nova capacidade eólica** (35% do investimento de expansão), ao nível da EDPR, totalizou €263M sendo canalizado para os EUA (49%), Espanha (20%), Roménia (10%), Polónia (6%), Portugal e França (4% cada) e Resto da Europa (6%). Até ao momento, a EDPR despendeu €366M (€89M nos 9M12) em capacidade em desenvolvimento e em 367MW actualmente em construção (todos sujeitos a regimes regulados de longo prazo): 130MW na Polónia, 93MW na Roménia (dos quais 39% solar FV), 70MW nos EUA (estado de Nova Iorque), 40MW em Itália e 8MW em França.

No **Brasil**, a EDP já investiu: (1) €653M nos 360MW da central a carvão de Pecém; e (2) €132M na construção da nova central hídrica de Jari (373MW, com arranque previsto em 2015) e na repotenciação de Mascarenhas (5MW com arranque previsto em 2013).

Os **investimentos financeiros líquidos** ascenderam a €56M nos 9M12, associados a: i) taxas de sucesso relativas ao desenvolvimento da nova central hídrica Jari e a projectos eólicos adquiridos previamente; e ii) um pagamento referente à aprovação pela ANEEL da expansão da capacidade de Jari em 73MW.

Em síntese, a EDP despendeu até Set-12 €2,0MM em 2,8GW em nova capacidade de produção em construção. Em perspectiva, a EDP planeia um investimento líquido total de €2,0MM (em média) em 2012/13.

Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Investimentos Financeiros</b>	<b>64,8</b>	<b>274,9</b>	<b>-76%</b>	<b>-210</b>
Perímetro consolidação EDPR	22,3	28,9	-23%	-7
Genesa (20%)	-	231,4	-	-231
Projecto hídrico (Brasil)	39,1	-	-	+39
Outros	3,4	14,6	-77%	-11
<b>Desinvestimentos Financeiros</b>	<b>9,1</b>	<b>383,4</b>	<b>-98%</b>	<b>-374</b>
Perímetro consolidação EDPR	6,7	29,0	-77%	-22
EDP Brasil	-	353,3	-	-353
Outros	2,4	1,1	111%	+1
<b>Total</b>	<b>55,8</b>	<b>(108,5)</b>	<b>-</b>	<b>+164</b>

(1) Investimento acumulado líquido de dívidas a fornecedores; (2) Capacidade em construção inclui 39MW de solar. Investimento acumulado inclui capacidade em construção & desenvolvimento.

# Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA</b>	<b>2.742,4</b>	<b>2.775,0</b>	<b>-1,2%</b>	<b>-33</b>
Imposto corrente	(139)	(223)	38%	+84
Juros financeiros líquidos	(520)	(487)	-6,7%	-33
Resultados de associadas e dividendos	23	25	-7,6%	-2
Outros ajustamentos	(65)	(93)	30%	+28
<b>FFO</b>	<b>2.040,6</b>	<b>1.996,3</b>	<b>2,2%</b>	<b>+44</b>
Juros financeiros líquidos	520	487	6,7%	+33
Resultados e dividendos de associadas	(23)	(25)	7,6%	+2
Investimento em fundo de maneo	(1.166)	(106)	-	-1.060
Défice e desvios tarifários	(942)	(1)	-	-941
Outros	(224)	(105)	-113%	-119
<b>Fluxo das Actividades Operacionais</b>	<b>1.371,1</b>	<b>2.352,3</b>	<b>-42%</b>	<b>-981</b>
Investimento operacional de expansão	(752)	(857)	12%	+105
Investimento operacional em benfeitorias	(446)	(496)	10,1%	+50
Var. de fundo maneo de fornecedores de imobilizado	(313)	(369)	15,2%	+56
<b>Cash Flow Operacional Líquido</b>	<b>(139,2)</b>	<b>630,6</b>	<b>-</b>	<b>-770</b>
Investimentos/desinvestimentos financeiros (líquidos)	(56)	108	-	-164
Juros financeiros líquidos pagos	(514)	(376)	-37%	-138
Dividendos recebidos	19	17	11%	+2
Dividendos pagos	(780)	(715)	-9,2%	-65
Recebimentos/(pagamentos) de parceiros instit. nos EUA	(11)	72	-	-83
Variações cambiais	118	150	-21%	-32
Outras variações não operacionais	64	(149)	-	+213
<b>Redução/(Aumento) da Dívida Líquida</b>	<b>(1.299,8)</b>	<b>(262,3)</b>	<b>-395%</b>	<b>-1.037</b>

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Actividades Operacionais</b>				
Recebimentos de clientes	10.926	10.856	0,6%	+71
Recebimentos por securitização dos ajust. tarifários	168	616	-73%	-448
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(9.362)	(8.588)	-9,0%	-774
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(291)	(474)	39%	+183
<b>Fluxo gerado pelas operações</b>	<b>1.441</b>	<b>2.410</b>	<b>-40%</b>	<b>-968</b>
Receb./.(pagamentos) de imposto sobre o rendimento	(70)	(57)	-22%	-13
<b>Fluxo das Actividades Operacionais</b>	<b>1.371,1</b>	<b>2.352,3</b>	<b>-42%</b>	<b>-981</b>
<b>Fluxo das Actividades de Investimento</b>	<b>(1.477)</b>	<b>(1.477)</b>	<b>0%</b>	<b>-1</b>
<b>Fluxo das Actividades de Financiamento</b>	<b>604</b>	<b>(627)</b>	<b>-</b>	<b>+1.231</b>
<b>Variação de caixa e seus equivalentes</b>	<b>497,8</b>	<b>248,7</b>	<b>100%</b>	<b>+249</b>
Efeito das diferenças de câmbio	(22)	(64)	66%	+42

O FFO aumentou 2% no período para €2,041M nos 9M12, reflectindo uma redução de €84M 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 quando recebidos); que foi parcialmente compensada por um aumento de €33M dos juros financeiros líquidos, no seguimento de um aumento de 6% da dívida líquida média.

O fluxo das actividades operacionais caiu 42% para €1,371M nos 9M12. De notar que nos 9M12, esta rubrica reflecte o impacto negativo de um aumento de €942M nos recebimentos futuros da actividade regulada, dos quais €925M estão relacionados com as nossas actividades reguladas em Portugal, penalizado por um tempo muito seco nos 9M12.

O investimento operacional de expansão caiu 12% no período para €752M nos 9M12, reflectindo uma redução do investimento em capacidade eólica, no seguimento de menores adições de capacidade esperadas para 2012 vs. 2011.

Os investimentos financeiros (líquidos) totalizaram €56M nos 9M12 e estão essencialmente relacionados com taxas de sucesso relativas ao desenvolvimento de Jari (hídrica no Brasil) e com um pagamento pela expansão da capacidade deste centro produtor de 300MW para 373MW.

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 €780M em dividendos pagos nos 9M12 inclui também o montante pago a interesses não controláveis, nomeadamente ao nível da EDP Brasil.

O impacto positivo de €118M relativo a variações cambiais reflecte essencialmente o impacto da depreciação de 9% do BRL face ao EUR entre Dez-11 e Set-12.

Em conclusão, a dívida líquida aumentou €1,3MM vs. Dez-11 para €18,2MM a Set-12.

Importa ainda referir que, em termos de investimentos/desinvestimentos financeiros, em Mai-12 a EDP Brasil anunciou a venda da Evrecy, que detém activos de transporte na área da Escelsa, por R\$58M à CTEEP, estando a conclusão do negócio ainda sujeita a aprovação por parte da ANEEL. Adicionalmente, a 20 de Julho de 2012, a EDP acordou a venda dos seus activos de transporte de gás em Espanha à Enagás, por um “enterprise value” de €262,5M. A concretização desta transacção apenas depende das habituais aprovações regulatórias. Mais recentemente, no dia 6 de Novembro de 2012, a EDPR acordou vender à Borealis Infrastructure (um dos maiores Fundos de Pensões do Canadá) uma participação de 49% num conjunto de parques eólicos localizados no EUA com uma capacidade total de 599MW por USD230M. A conclusão desta operação está sujeita às habituais aprovações regulatórias. Adicionalmente, no âmbito parceria estratégica com a CTG, a EDP espera alcançar até ao final deste ano um acordo para venda de posições minoritárias num primeiro bloco de parques eólicos localizados em Portugal. Saliente-se ainda que, até Jun-13, a EDP espera pagar €0,2MM pela compra de uma participação de 10% na Naturgas, sendo esta a ultima tranche do capital da Naturgas a ser adquirida em conformidade com o acordo realizado com o Ente Vasco de Energia.

# Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Set. vs. Dez.		
	Set-12	Dez-11	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	20.650	20.708	-59
Activos intangíveis	6.540	6.800	-261
Goodwill	3.339	3.327	12
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	566	534	32
Impostos, correntes e diferidos	786	1.156	-370
Inventários	318	346	-28
Clientes, líquido	2.161	2.152	8
Outros activos, líquido	5.517	4.512	1.005
Caixa e equivalentes de caixa	2.208	1.732	476
<b>Total do Activo</b>	<b>42.083</b>	<b>41.268</b>	<b>816</b>
Capital Próprio (€ M)	Set-12	Dez-11	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.110	8.110	1
Interesses não controláveis	3.168	3.277	-109
<b>Total do Capital Próprio</b>	<b>11.278</b>	<b>11.387</b>	<b>-109</b>
Passivo (€ M)	Set-12	Dez-11	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	20.646	18.785	1.861
<i>Médio e longo prazo</i>	<i>17.653</i>	<i>15.786</i>	<i>1.866</i>
<i>Curto prazo</i>	<i>2.993</i>	<i>2.999</i>	<i>-5</i>
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.744	1.823	-79
Parcerias institucionais, eólico EUA	1.736	1.784	-48
Provisões	365	415	-50
Impostos, correntes e diferidos	1.377	1.501	-124
Outros passivos, líquido	4.937	5.573	-635
<b>Total do Passivo</b>	<b>30.805</b>	<b>29.881</b>	<b>924</b>
<b>Total do Capital Próprio e Passivo</b>	<b>42.083</b>	<b>41.268</b>	<b>816</b>
Benefícios aos Empregados (€ M)	Set-12	Dez-11	Δ Abs.
Pensões (3)	921	1.004	-83
Actos médicos	823	819	3
<b>Benefícios aos Empregados</b>	<b>1.744</b>	<b>1.823</b>	<b>-79</b>
Passivo com Investidores Institucionais (€ M)	Set-12	Dez-11	Δ Abs.
Parcerias Institucionais, Eólico EUA	1.736	1.784	-48
(-) Proveitos diferidos	757	773	-16
<b>Passivo com Investidores Institucionais</b>	<b>979</b>	<b>1.011</b>	<b>-32</b>
Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Set-12	Dez-11	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (1)	1.465	739	726
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	589	390	199
Espanha (2)	531	514	17
Brasil (4)	70	4	66
<b>Receb. Futuros da Actividade Regulada</b>	<b>2.656</b>	<b>1.647</b>	<b>1.009</b>

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €0,3MM vs. Dez-11 para €27,2MM a Set-12, reflexo de: (1) +€1,2MM de investimento operacional no período; (2) -€1,1MM de amortizações no mesmo período; (3) um impacto de -€0,1MM suportado pelo consumo e entregas de licenças de CO<sub>2</sub> no período; e (4) um impacto líquido de -€0,3MM ligado a uma depreciação do BRL (9%) e do RON (5%), e a uma apreciação do Zloty Polaco (8%) face ao Euro. A Set-12, existiam €3,7MM de imobilizado em curso (14% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis), relacionados com investimentos já realizados 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 €566M a Set-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 acordada com a Enagás em Jul-12.

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 €1,0MM vs. Dez-11 para €5,5MM a Set-12, devido a um aumento do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro, que resultou essencialmente: (1) de um aumento de €0,7MM 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 €0,2MM 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 €1,0MM para €2,7MM a Set-12, devido a: (1) um aumento de €925M do montante originado em Portugal nas actividades de distribuição de energia e CUR (+€726M) e de produção ao abrigo dos CMEC (+€199M); (2) um aumento de €66M do montante procedente do Brasil, reflexo do congelamento das tarifas da Bandeirante e do aumento do custo médio de aquisição de energia; e (3) um aumento de €17M do montante proveniente de Espanha, explicado pelo défice tarifário gerado no período, que foi maioritariamente compensado pelo recebimento no 1T12 de €168M relativos à securitização de parte do défice tarifário existente.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** permaneceram nos €8,1MM vs. Dez-11, reflectindo €795M de resultado líquido gerado no período, o pagamento de €671M em dividendos e o impacto negativo da desvalorização do Real face ao Euro.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões e actos médicos** (bruto, antes de impostos diferidos), que somou €1,7MM a Set-12, permaneceu relativamente estável vs. Dez-11 – 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 €32M vs. Dez-11 para €979M a Set-12, devido ao 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 €0,6MM vs. Dez-11 para €4,9MM a Set-12, essencialmente devido a: (1) uma redução de €0,4MM das rubricas de fornecedores de imobilizado (-€0,3MM) e fornecedores (-€0,1MM); (2) uma redução de €0,1MM dos passivos da actividade regulada a pagar no futuro, relativos às actividades reguladas de electricidade em Portugal e Espanha; e (3) uma redução de €0,1MM do passivo relacionado com licenças de CO<sub>2</sub>.

(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 aos custos do Programa de Apoio à Reestruturação 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)	Set-12	Dez-11	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	17.509,7	15.909,1	10%	1.601
EDP Produção + HC Energia + Portgás	249,9	259,3	-3,7%	-9
EDP Renováveis	934,4	833,8	12%	101
EDP Brasil	1.541,1	1.406,1	9,6%	135

Dívida Financeira Nominal	20.235,1	18.408,4	9,9%	1.827
---------------------------	----------	----------	------	-------

Juros da dívida a liquidar	256,5	304,4	-16%	-48
"Fair Value"(cobertura dívida)	154,3	72,3	113%	82
Derivados associados com dívida (2)	(180,0)	(105,1)	-71%	-75

Dívida Financeira	20.465,9	18.680,0	9,6%	1.786
-------------------	----------	----------	------	-------

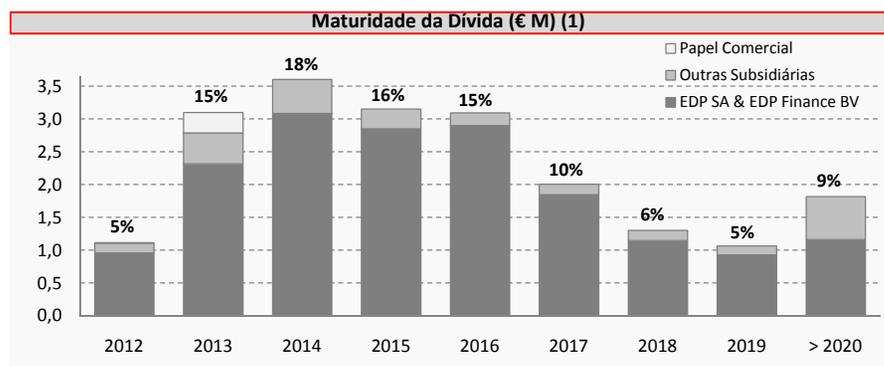
Caixa e Equivalentes	2.207,5	1.731,5	27%	476
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	1.584,1	1.140,8	39%	443
EDP Renováveis	276,0	219,9	25%	56
EDP Brasil	347,4	370,8	-6,3%	-23
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	10,4	0,2	-	10

Dívida líquida do Grupo EDP	18.248,0	16.948,2	7,7%	1.300
-----------------------------	----------	----------	------	-------

Linhas de Crédito em Set-12 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	2.000	21	1.100	Nov-15
Linhas Crédito Domésticas	183	8	183	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	650	3	650	Renovável
<b>Total Credit Lines</b>	<b>2.833</b>		<b>1.933</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	9M12	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 nossos investimentos e operações são financiados em moeda local para mitigar o risco cambial. A EDP Brasil autofinancia-se em moeda local e essencialmente sem recurso à EDP S.A.. Outros financiamentos externos consistem essencialmente em estruturas de "project finance", maioritariamente realizadas por algumas subsidiárias da EDP Renováveis (EDPR). A nossa dívida em USD é totalmente utilizada no financiamento de investimentos eólicos da EDPR nos EUA, sendo emitida ao nível da EDP S.A. e EDP Finance B.V. e posteriormente emprestada internamente.

A estratégia de financiamento da EDP visa manter o acesso a fontes diversificadas e garantir as necessidades com 12 a 24 meses de antecedência. A EDP visa uma melhoria constante da sua posição de "free cash flow" e dos seus rácios de crédito durante os próximos anos. Nos 9M12, 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. Em Ago-12, a Fitch baixou o "rating" da EDP de "BBB+" para "BBB-", e de acordo com a Fitch, a EDP pode em teoria continuar como "investment grade" mesmo que Portugal, com "rating" "BB+/Neg", sofra uma redução para "BB-". O "rating" atribuído à EDP pela S&P e pela Fitch está actualmente 1 nível acima do da República de Portugal, e o da Moody's está 2 níveis acima.

Em Mar-12, a EDPR executou uma estrutura de "project finance" de €177M para 125MW de capacidade eólica em Espanha. Em Mai-12, a EDP realizou uma emissão de retalho de €250M com maturidade de 3 anos e um cupão de 6% (1,3x a procura). Em Jun-12, a EDP procedeu ao reembolso de uma emissão de €500M que pagava um cupão fixo de 4,25%. Em Jul-12, a EDPR executou uma estrutura de "project finance" adicional de €46M para 57MW na Bélgica (financiada em Out-12). Em Ago-12, a EDP procedeu ao reembolso de uma emissão de €350M que pagava 125pb acima da Euribor a 6 meses. Em Set-12, a EDP realizou 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 uma maturidade de 3 anos e uma margem de 350pb acima da Libor a 3 meses.

No âmbito da parceria estratégica com a CTG, o novo accionista acordou investir €2MM (incluindo co-financiamento) na compra de participações minoritárias em parques eólicos até 2015. A parceria inclui também um compromisso firme de financiamento por parte do China Development Bank, num montante de €2MM para uma maturidade de até 20 anos. Neste âmbito, em Jul-12, a EDP acordou os termos para o financiamento de €1,0MM, a 5 anos e com um juro correspondente à Euribor a 6 meses acrescida de 480pb (utilizados em Ago-12).

A Set-12, a maturidade média da dívida era de 4,0 anos. O peso da taxa fixa na dívida consolidada do Grupo aumentou de 46% a Jun-12 para 48% a Set-12. A Set-12, o montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €4,2MM. Este montante inclui €2,2MM em caixa e equivalentes e €1,9MM em linhas de crédito disponíveis, dos quais €650M em programas de papel comercial com colocação garantida e €1,1MM disponíveis relativos a um financiamento de um total de €2,0MM na modalidade "revolving" com maturidade residual de 3 anos. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento até meados de 2014. Considerando os remanescentes €3MM provenientes da execução do acordo de parceria estratégica com a CTG, a nova posição de liquidez irá permitir à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento até meados de 2015.

(1) Valor Nominal.

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



Áreas de Negócio

# Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	9M12	9M11	Δ%	9M12	9M11	Δ%	9M12	9M11	Δ%
Hidroeléctrica	3,5	8,6	-60%	13,8	22,3	-38%	17,2	30,9	-44%
Nuclear	-	-	-	47,0	43,2	8,8%	47,0	43,2	8,8%
Carvão	9,4	6,1	55%	42,3	30,7	38%	51,8	36,8	41%
CCGT	4,7	8,5	-45%	29,4	40,0	-27%	34,1	48,6	-30%
Fuel/gas/diesel	0,0	(0,0)	-	-	-	-	0,0	(0,0)	-
Auto-consumo	-	-	-	(6,0)	(5,4)	12%	(6,0)	(5,4)	12%
(-) Bombagem	(0,9)	(0,4)	114%	(3,7)	(2,2)	68%	(4,6)	(2,6)	76%
<b>Regime Convencional</b>	<b>16,7</b>	<b>22,8</b>	<b>-27%</b>	<b>122,7</b>	<b>128,6</b>	<b>-4,5%</b>	<b>139,4</b>	<b>151,4</b>	<b>-7,9%</b>
Eólica	7,1	6,4	11%	34,9	30,3	15%	42,0	36,7	14%
Outras	6,6	6,9	-4,1%	41,4	37,9	9,2%	48,0	44,8	7,2%
<b>Regime Especial</b>	<b>13,7</b>	<b>13,2</b>	<b>3,4%</b>	<b>76,3</b>	<b>68,3</b>	<b>12%</b>	<b>90,0</b>	<b>81,5</b>	<b>10,5%</b>
Importação/(exportação)	6,3	1,9	240%	(8,2)	(4,7)	76%	(1,9)	(2,8)	-32%
<b>Consumo Referido à Emissão</b>	<b>36,7</b>	<b>37,9</b>	<b>-3,2%</b>	<b>190,9</b>	<b>192,2</b>	<b>-0,7%</b>	<b>227,6</b>	<b>230,1</b>	<b>-1,1%</b>
Corrigido temperatura, dias úteis			-4,2%			-1,6%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	9M12	9M11	Δ%	9M12	9M11	Δ%	9M12	9M11	Δ%
Procura convencional	27,6	26,3	4,8%	202,8	190,8	6,3%	230,3	217,1	6,1%
Procura para produção electricidade	9,9	17,6	-44%	64,1	86,2	-26%	74,0	103,8	-29%
<b>Procura Total</b>	<b>37,5</b>	<b>43,9</b>	<b>-15%</b>	<b>266,8</b>	<b>277,0</b>	<b>-3,7%</b>	<b>304,3</b>	<b>320,9</b>	<b>-5,2%</b>

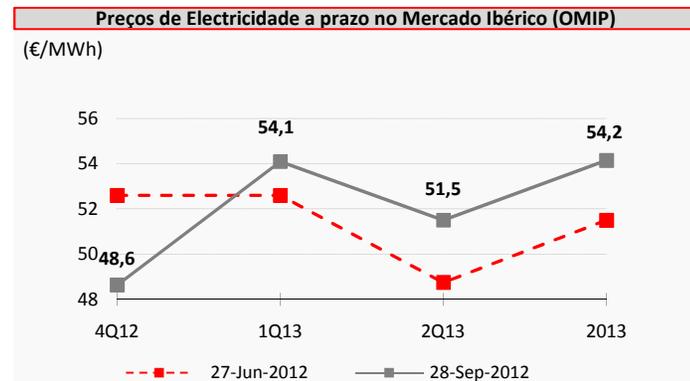
A procura de electricidade na P. Ibérica (P.I.) recuou 1,1% nos 9M12, reflexo de uma queda de 1,4% no 3T12 vs. 3T11. Em Espanha (84% do consumo), a procura recuou 0,7% (-1,6% ajustada dos efeitos temperatura e dias úteis), fruto de uma menor procura nomeadamente no segmento industrial. Em Portugal (16% do total), a procura recuou 3,2% penalizada pelos segmentos residencial, PME e de iluminação pública.

Apesar da menor procura total nos 9M12 (-2,5TWh vs. 9M11), a procura residual térmica (PRT) cresceu ligeiramente (+0,5TWh), suportada por fracos recursos hídricos: apesar do acréscimo em 2% da capacidade instalada, a produção hídrica líquida caiu 16TWh, reflectindo recursos hídricos 65% abaixo da média histórica no período. Por sua vez, a produção em regime especial (incluindo eólica) subiu 9TWh nos 9M12, impulsionada por recursos eólicos mais fortes e por uma expansão de 7% na capacidade instalada (essencialmente em Espanha). A produção nuclear cresceu 4TWh, suportada por menos paragens para manutenção. As importações líquidas em Portugal subiram 4TWh reflexo do tempo seco. Apesar da PRT inalterada, a produção a carvão subiu 15TWh, por contrapartida da produção em CCGTs: o factor médio de utilização de centrais a carvão na P. Ibérica foi 63% nos 9M12 (+18pp vs. 9M11) suportada pela maior competitividade-custo das centrais a carvão face às CCGTs num cenário de menores preços de carvão e CO<sub>2</sub>; o factor de utilização das CCGTs foi 18% nos 9M12 (-8p.p.vs. 9M11).

O preço médio à vista em Espanha subiu 1,2% (vs. 9M11), para €48,6/MWh, ficando €1/MWh abaixo da média de Portugal (fruto de um mix de produção mais caro em Portugal, num contexto de fraca pluviosidade). Face ao 2T12, o preço à vista em Espanha subiu 6% no 3T12, fruto de preços de carvão e CO<sub>2</sub> mais altos. O preço médio de CO<sub>2</sub> subiu 5% no 3T12 (vs. 2T12) mas ficou 48% aquém dos 9M11, situando-se em €7,5/ton nos 9M12. O preço médio final da electricidade em Espanha recuou 3% nos 9M12, 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 5,2% nos 9M12, fruto de um menor consumo nas CCGTs. A procura convencional subiu 6,1%, essencialmente suportada por Espanha. O consumo de gás para produção de electricidade recuou 29% nos 9M12, devido a uma redução das horas de funcionamento das CCGTs, tanto em Portugal como em Espanha.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	9M12	9M11	Δ%
Hídrica	21,7	21,2	2,1%
Nuclear	7,5	7,5	-
Carvão	12,6	12,6	0%
CCGT	28,8	28,7	0%
Fuel/gas/diesel	2,2	2,9	-24%
<b>Regime Convencional</b>	<b>72,7</b>	<b>72,9</b>	<b>-0,3%</b>
Eólica	26,4	25,5	3,6%
PRE's (outras)	19,5	17,5	11%
<b>Regime Especial</b>	<b>45,9</b>	<b>43,0</b>	<b>6,7%</b>
<b>Total</b>	<b>118,6</b>	<b>115,9</b>	<b>2,3%</b>



Factores Chave	9M12	9M11	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,35	0,98	-64%
Espanha	0,36	0,86	-58%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	49,6	49,6	0,0%
Espanha	48,6	49,2	-1,2%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	56,7	58,6	-3,3%
Direitos de emissão de CO <sub>2</sub> , €/ton (1)	7,5	14,3	-48%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	93,9	123,5	-24%
Gás (CMP), €/MWh (1)	27,6	23,8	16%
Gás NBP, €/MWh (1)	24,3	22,0	10%
Brent, USD/Barril (1)	112,1	111,6	0,4%
EUR/USD (1)	1,28	1,41	-8,9%

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



DR Operacional (€ M)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Receitas CAE/CMEC</b>	<b>898,7</b>	<b>811,0</b>	<b>11%</b>	<b>+88</b>
Receitas no mercado (i)	521,8	658,5	-21%	-137
Desvio anual (ii)	352,7	113,5	211%	+239
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	24,2	39,1	-38%	-15
<b>Custos Directos: CAE/CMEC</b>	<b>227,6</b>	<b>146,7</b>	<b>55%</b>	<b>+81</b>
Carvão	201,9	166,8	21%	+35
Fuel	2,3	2,4	-3,5%	-0
CO2 e outros custos (líquidos)	23,5	(22,5)	-	+46
<b>Margem Bruta CAE/CMEC</b>	<b>671,1</b>	<b>664,3</b>	<b>1,0%</b>	<b>+7</b>
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	48,6	49,3	-1,4%	-1
Mini-hídricas	13,6	32,6	-58%	-19
<b>Margem Bruta Regime Especial</b>	<b>62,1</b>	<b>81,9</b>	<b>-24%</b>	<b>-20</b>
Custos Operacionais Líquidos (1)	124,8	123,3	1,2%	+1
<b>EBITDA</b>	<b>608,5</b>	<b>622,5</b>	<b>-2,3%</b>	<b>-14</b>
Amortizações & provisões líquidas	151,2	146,7	3,0%	+4
<b>EBIT</b>	<b>457,3</b>	<b>475,8</b>	<b>-3,9%</b>	<b>-19</b>
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	8,9	(7,3)	-	+16
Empregados (#)	1.324	1.343	-1,4%	-19

CAE/CMEC: Dados-chave	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Disponibil. Real/Contratada</b>				
Hídrica	1,04	1,02	2,1%	+0,0
Térmica	1,08	1,09	-1,3%	-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	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Produção de Electricidade (GWh)</b>	<b>1.634</b>	<b>1.772</b>	<b>-7,8%</b>	<b>-138</b>
Mini-hídricas Portugal	147	346	-57%	-198
Térmica em Portugal	876	802	9,3%	+74
Térmica em Espanha	610	624	-2,2%	-14
<b>Margem Bruta Média (€/MWh)</b>				
Mini-hídricas Portugal	91	94	-2,9%	-3
Térmica em Portugal	29	34	-15%	-5
Térmica em Espanha	38	36	7,5%	+3

Investimento Operacional (€M)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Produção PPA/CMEC</b>	<b>22,9</b>	<b>39,4</b>	<b>-42%</b>	<b>-17</b>
Recorrente - Hídricas	14,8	17,3	-14%	-2
Recorrente - Térmicas	6,9	5,8	21%	+1
Não recorrentes (ambiental)	1,1	16,3	-93%	-15
<b>Regime Especial</b>	<b>5,8</b>	<b>6,4</b>	<b>-11%</b>	<b>-1</b>
Expansão	0,0	1,3	-97%	-1
Manutenção	5,7	5,2	11%	+1
<b>Total</b>	<b>28,6</b>	<b>45,8</b>	<b>-38%</b>	<b>-17</b>

O EBITDA da produção contratada de L.P. recuou 2,3% vs. 9M11, para €609M nos 9M12, já que o impacto da redução de produção nas nossas centrais mini-hídricas (-57% resultante de um tempo muito seco) superou o impacto positivo de uma inflação mais alta, disponibilidade média das centrais acima do nível contratado e do integral comissionamento do equipamento de desnitrificação em Sines em 2011.

A margem bruta de CAE/CMEC subiu 1% (+€7M), para €671m, suportada por uma inflação mais alta, nível médio de disponibilidade acima do contratado (+4% nas hídricas, +8% nas térmicas) e pelo comissionamento do equipamento de desnitrificação em Sines. No entanto, estas subidas foram parcialmente compensadas pela natural depreciação da base de activos sob CMEC. Nos 9M12, os resultados com combustíveis foram pouco materiais: +€0,2M (vs. -€1,2M).

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ("revisibilidade") ascendeu a €353M nos 9M12 (valor a recuperar nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso, pagas por todos os consumidores de electricidade em Portugal), impulsionado por 9M12 muito seco (o factor de produção hídrica ficou 65% aquém da média anual). As centrais hídricas registaram um desvio de €215M nos 9M12, fruto de uma produção 67% abaixo da referência do CMEC (e 69% abaixo de 9M11), de um preço médio realizado 5% acima da referência CMEC e de um nível de disponibilidade das nossas centrais 4% acima do nível contratado. O desvio gerado nas centrais térmicas nos 9M12 (€138M) traduz uma margem média unitária c40% abaixo da referência dos CMEC, enquanto o nível de disponibilidade e a produção superaram os níveis contratados em CMEC em +8% 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 €120 milhões em valor actual.

A margem bruta em regime especial caiu 24% (vs. 9M11), para €62M nos 9M12, reflectindo uma baixa produção nas centrais mini-hídricas (-57%, decorrente do tempo seco).

Os custos operacionais líquidos<sup>(1)</sup> subiram 1% vs. 9M11, para €125M nos 9M12, reflexo do apertado controlo de custos e de um impacto semelhante de custos não recorrentes nos 9M11 e 9M12: €5,9M nos 9M11 e €5M nos 9M12. As amortizações líquidas e provisões ascenderam a €151M, influenciadas pelo comissionamento do equipamento de desnitrificação na nossa central a carvão de Sines.

O investimento operacional na produção contratada de LP ascendeu a €29M nos 9M12, essencialmente dedicado à manutenção das nossas centrais hídricas.

## NOTA EXPLICATIVA DOS CAE/CMEC

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

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

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

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

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

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

(2) Inclui €6,9M de perdas realizadas nos 9M12 (vs. Perdas de €9M nos 9M11);

(3) Inclui Agueira 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)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>604,8</b>	<b>609,7</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-5</b>
Produção de electricidade	333,5	357,2	-6,6%	-24
Portugal	86,6	91,1	-4,9%	-4
Espanha	243,1	263,6	-7,8%	-21
Ajustamentos	3,9	2,5	54%	+1
Comercialização de electricidade	236,5	206,2	15%	+30
Comercialização de gás	44,7	60,4	-26%	-16
Ajustamentos	-10,0	-14,2	-29%	+4
Custos Operacionais Líquidos (1)	324,4	330,3	-1,8%	-6
<b>EBITDA</b>	<b>280,3</b>	<b>279,4</b>	<b>0,3%</b>	<b>+1</b>
Provisões	-2,2	-12,7	-83%	+11
Depreciações e amortizações líquidas	193,5	182,5	6,0%	+11
<b>EBIT</b>	<b>89,0</b>	<b>109,6</b>	<b>-19%</b>	<b>-21</b>

O EBITDA das actividades liberalizadas manteve-se estável nos 9M12, em €280M, suportado por (i) +€6M de margem bruta na actividade de electricidade; (ii) -€12M de margem bruta no negócio de comercialização de gás; e por (iii) custos operacionais €6M mais baixos. A redução na margem bruta de gás deriva de uma descida de 2% 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 forte concorrência sentida na contratação de novos clientes industriais.

No 4T11, a EDP iniciou operações em duas das oito centrais até então em construção em Portugal: as repotenciações de Picote II e Bemposta II, com um total de 437MW. Estas centrais de baixo custo melhoram a eficiência de gestão de água na bacia do Douro, permitindo produzir mais num ano hídrico médio e tirar maior partido da procura e preços em horas de pico.

No negócio de electricidade, a margem bruta subiu 1% nos 9M12, para €570M, na medida em que a margem média unitária antes de coberturas superior (+€4/MWh vs. 9M11, para €11,3/MWh) mais que compensou a queda nos volumes vendidos (-10%, fruto de uma redução nas vendas em mercado grossista em Portugal) e menores ganhos com coberturas de electricidade. Em 1-Jun-12 foi interrompido o pagamento de garantia de potência em Portugal, representando uma queda na margem bruta de electricidade vs. 9M11 de €15M.

Performance Electricidade	9M12	9M11	Δ%	9M12	9M11	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		
Produção Electricidade (4)	8.975	11.533	-22%	42,0	40,1	4,8%
Compras de Electricidade	23.558	24.811	-5,1%	54,5	52,6	3,6%
<b>Fontes de Electricidade</b>	<b>32.532</b>	<b>36.344</b>	<b>-10%</b>	<b>51,1</b>	<b>48,9</b>	<b>4,4%</b>

**Volumes:** O volume vendido totalizou 33TWh nos 9M12 (-10% vs. 9M11), com vendas no mercado grossista 24% mais baixas (vs. 9M11) e vendas a clientes finais 3% inferiores (por via de Espanha). Nos 9M12, a nossa produção satisfaz 28% das necessidades das unidades de comercialização, na sequência de uma queda de 22% na produção líquida de bombagem, essencialmente resultante das CCGTs (-60%, decorrente da concentração da produção nas melhores horas do dia e mercados). Por sua vez, a produção a carvão subiu 30%, suportada pelo baixo custo relativo de produção (suportada pelo menor custo de carvão e de CO<sub>2</sub>, queima de gases siderúrgicos e eficiência superior) e pela implementação do RDL 1221/2011 em Espanha.

	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (3)		
Perdas na Rede	562	892	-	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - retalho	22.683	23.289	-2,6%	61,5	55,8	10%
Mercado Grossista	9.287	12.163	-24%	68,4	62,4	10%
<b>Destinos de Electricidade</b>	<b>32.532</b>	<b>36.344</b>	<b>-10%</b>	<b>62,4</b>	<b>56,6</b>	<b>10%</b>

**Margens** (2)(3): A margem média alcançada subiu €2/MWh vs. 9M11, para €10,2/MWh nos 9M12, reflectindo uma margem média unitária antes de coberturas mais alta (+€4/MWh) e menores resultados com cobertura de electricidade (-€2/MWh). Face ao 2T12, a margem média efectiva subiu de €10,6/MWh para €11,6/MWh no 3T12. O custo médio da electricidade vendida subiu 4% nos 9M12 vs. 9M11, impulsionado por um custo médio da electricidade produzida mais alto (+5%), fruto de uma actividade de bombagem mais intensa. Face ao 2T12, o custo de produção própria manteve-se estável, suportado por um custo médio de bombagem mais baixo no período e por um mix de produção mais barato (já que a produção em CCGT foi substituída por produção a carvão). O preço médio de venda subiu 10% nos 9M12, impulsionado por um preço médio mais elevado na venda em mercado grossista (fruto de preços à vista superiores e uma maior contribuição unitária de serviços de sistema) e a clientes finais.

Margem Bruta Electricidade (€ M)	9M12	9M11	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	11,3	7,7	46%	+4
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (5)	(1,1)	0,9	-	-2
Margem Unitária (€/MWh)	10,2	8,7	18%	+2
Volume Total (TWh)	32,5	36,3	-10%	-4
<b>Fontes &amp; Destinos Electricidade</b>	<b>333,3</b>	<b>315,3</b>	<b>6%</b>	<b>+18</b>
<b>Serviços Comerciais Partilhados (6)</b>	<b>164,7</b>	<b>159,2</b>	<b>3%</b>	<b>+6</b>
<b>Outros (7)</b>	<b>72,0</b>	<b>88,9</b>	<b>-19%</b>	<b>-17</b>
<b>Total</b>	<b>570,0</b>	<b>563,4</b>	<b>1%</b>	<b>+7</b>

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 c100% e c50% do montante de gás comprometido em 2012 e 2013, respectivamente. Adicionalmente, a EDP fechou posição para 100% da produção a carvão esperada em 2012 e 2013. Simultaneamente, a EDP contratou com clientes 31TWh de vendas de electricidade para 2012 e 9TWh de vendas de electricidade para 2013 (dos quais 6TWh em Espanha).

O nosso abastecimento de gás nos 9M12 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 tem-se revelado uma opção frequentemente mais atractiva. O consumo de gás caiu 16%, para 33TWh (2,8bcm) nos 9M12, suportado por menores vendas a clientes (-3%) e por um consumo nas nossas centrais inferior (-35%).

Destinos de Gás (TWh)	9M12	9M11	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	10,2	15,5	-35%	-5
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre (8)	22,8	23,6	-3,3%	-1
<b>Total</b>	<b>32,9</b>	<b>39,1</b>	<b>-16%</b>	<b>-6</b>

(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

# Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	9M12	9M11	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>333,5</b>	<b>357,2</b>	<b>-6,6%</b>	<b>-24</b>
Portugal	86,6	91,1	-4,9%	-4
Espanha	243,1	263,6	-7,8%	-21
Ajustamentos	3,9	2,5	54%	+1
Fornecimentos e serviços externos	51,1	51,1	0,1%	+0
Custos com pessoal	30,4	31,1	-2,5%	-1
Custos com benefícios sociais	1,6	3,2	-51%	-2
Outros custos operacionais (líq.)	32,7	30,9	5,8%	+2
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>115,8</b>	<b>116,4</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-1</b>
<b>EBITDA</b>	<b>217,7</b>	<b>240,8</b>	<b>-10%</b>	<b>-23</b>
Provisões	2,5	(4,8)	-	+7
Deprec. e amortizações líquidas	175,6	167,4	4,9%	+8
<b>EBIT</b>	<b>39,6</b>	<b>78,3</b>	<b>-49%</b>	<b>-39</b>
<b>Empregados (#)</b>	<b>654</b>	<b>768</b>	<b>-15%</b>	<b>-115</b>

Dados-chave	9M12	9M11	Δ%	Δ Abs.
<b>Produção Electricidade (GWh)</b>	<b>9.379</b>	<b>11.762</b>	<b>-20%</b>	<b>-2.383</b>
CCGT	2.284	5.759	-60%	-3.475
Carvão	4.831	3.727	30%	+1.104
Hidroeléctrica	1.373	1.403	-2,2%	-30
Nuclear	891	872	2,1%	+18
<b>Custos Variáveis (€/MWh) (2)</b>	<b>40,2</b>	<b>40,1</b>	<b>0,3%</b>	<b>+0,1</b>
CCGT	82,7	59,8	38%	+22,9
Carvão	35,7	31,5	13%	+4,2
Hidroeléctrica	8,7	4,5	n.a.	+4,2
Nuclear	4,0	4,0	0,3%	+0,0
<b>Factores de Utilização (%)</b>				
CCGT	9%	24%	-	-14p.p.
Carvão	50%	39%	-	11p.p.
Hidroeléctrica	15%	24%	-	-8p.p.
Nuclear	87%	86%	-	1p.p.
<b>Emissões CO2 (M. ton.)</b>				
Total de emissões (3)	6,7	7,1	-6,7%	-0
Licenças gratuitas (3)	7,8	8,1	-3,6%	-0

Investimento Operacional (€ M)	9M12	9M11	Δ%	Δ Abs.
<b>Expansão</b>	<b>315,4</b>	<b>235,5</b>	<b>34%</b>	<b>+80</b>
Hidroeléctrica	315,4	235,5	34%	+80
<b>Manutenção</b>	<b>39,4</b>	<b>24,3</b>	<b>62%</b>	<b>+15</b>
Recorrente	39,4	24,3	62%	+15
Não recorrente (ambiental)	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>354,8</b>	<b>259,8</b>	<b>37%</b>	<b>+95</b>

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

A **produção** (excluindo volumes de bombagem) desceu 20% (vs. 9M11), para 9,4TWh nos 9M12, já que a queda na produção em CCGT (-3,5TWh) mais que compensou a subida de produção a carvão (+1,1TWh). Como consequência, as emissões totais de CO<sub>2</sub> caíram 7%, ficando 15% abaixo das licenças gratuitas atribuíveis ao período. No final de 2011, reforçamos o nosso portfólio de produção livre de emissões CO<sub>2</sub> com dois projectos hídricos de repotenciação: Picote II (246MW em Nov-11), e Bemposta II (191MW em Dez-11). Note-se que estas repotenciações, com um baixo investimento associado (€0,6M/MW) contribuirão para melhorar a gestão de recursos hídricos na bacia do Douro, permitindo produzir mais num ano hídrico médio e tirar maior partido de oportunidades no mercado em horas de pico. O **custo médio de produção unitário** manteve-se estável nos 9M12, em €40/MWh, reflectindo o impacto misto de custos mais altos na produção em CCGT e carvão; menor custo médio decorrente de um mix de produção mais barato (fruto de maior contribuição de produção a carvão, por contrapartida da de CCGTs). Face ao 2T12, o custo de produção manteve-se igualmente estável, beneficiando também de um custo médio unitário de bombagem inferior.

**Carvão:** A **produção** subiu 30% nos 9M12, essencialmente suportada pelo seu custo marginal inferior (vis-a-vis CCGTs) e pela aplicação do RDL1221/2010 em Espanha. O **factor médio de utilização** subiu 11p.p. vs. 9M11, para 50% nos 9M12 (53% no 3T12). A nossa central Soto 3 produz electricidade ao abrigo do RD 1221/2010: enquanto a Resolução 20651, de Dez-11, definiu uma margem contratada em Soto 3 para um volume equivalente a 1,4TWh em 2012, o RD13/2012 ditou uma redução de 10% na margem contratada. Nos 9M12, Soto 3 produziu 0,8TWh. O **custo médio da produção** a carvão situou-se em €36/MWh (+13% vs. 9M11), reflexo de um custo com CO<sub>2</sub> líquido de licenças gratuitas mais alto.

**CCGTs:** A **produção** caiu 60% nos 9M12, penalizado pelo elevado custo de produção. Como resultado, o factor médio de utilização recuou 14p.p. vs. 9M11, para 9% nos 9M12. O **custo médio de produção** atingiu €83/MWh nos 9M12, suportado por um custo de gás mais alto e menor volume de produção.

**Hídrica e nuclear:** A produção hídrica recuou 2% nos 9M12 (vs. 9M11), ainda que suportada por uma subida de 30% no 3T12 (reflexo de uma fraca base de comparação). A subida do custo médio de produção (para €8,7/MWh) resulta da maior intensidade de bombagem (401GWh nos 9M12 vs 229GWh no 9M11), do custo médio unitário da bombagem inferior e da baixa produção hídrica, num contexto de baixos níveis de reservas hídricas. A actividade de bombagem concentrou-se em Alqueva, com um custo médio c40% abaixo do preço à vista (vs. c25% no 1S12). Por sua vez, a produção nuclear subiu 2%, com um factor médio de utilização de 87% (+1pp vs. 9M11).

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 Set-12, o governo espanhol aprovou um projecto-lei que visa garantir a sustentabilidade do sector eléctrico e onde o conjunto de medidas previstas inclui uma variedade de impostos com um impacto material sobre o custo de produção de electricidade através das diversas tecnologias.

Os **custos operacionais líq.**<sup>(1)</sup> ascenderam a €116M nos 9M12, reflectindo uma menor produção e um controlo de custos apertado. As **amortizações líquidas** subiram 5% reflexo da expansão de capacidade (hídrica em Portugal) e maior funcionamento das centrais a carvão.

O **investimento operacional em produção liberalizada** ascendeu a €355M, com uma pequena parte respeitante a trabalhos de manutenção. Grande parte do investimento (89% do total) foi canalizado para projectos de expansão, designadamente na construção de 6 projectos hídricos com um total de 1.710MW: 3 repotenciações de centrais hídricas (Alqueva II, Venda Nova III, Salamonde II) e 3 novas centrais hídricas (Baixo Sabor, Ribeiradio e Foz Tua), com arranque previsto em 2012/15. A repotenciação Alqueva II (256MW) está actualmente em fase de testes e deverá ser comissionada até ao final deste ano.

(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 CO<sub>2</sub>, resultados de hedging;

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

# Comercialização Liberalizada de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	Comercialização em Espanha			
	9M12	9M11	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>118,9</b>	<b>109,0</b>	<b>9,1%</b>	<b>+10</b>
Fornecimentos e serviços externos	53,0	51,9	2,1%	+1
Custos com pessoal	10,4	9,3	11%	+1
Custos com benefícios sociais	0,5	0,4	34%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	10,4	25,6	-60%	-15
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>74,3</b>	<b>87,3</b>	<b>-15%</b>	<b>-13</b>
<b>EBITDA</b>	<b>44,6</b>	<b>21,7</b>	<b>105%</b>	<b>+23</b>
Provisões	(2,2)	(3,8)	-43%	+2
Depreciações e amortizações líquidas	5,8	4,0	47%	+2
<b>EBIT</b>	<b>41,0</b>	<b>21,6</b>	<b>90%</b>	<b>+19</b>

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	9M12	9M11	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>153,9</b>	<b>145,1</b>	<b>6,1%</b>	<b>+9</b>
Fornecimentos e serviços externos	93,5	88,1	6,2%	+5
Custos com pessoal	30,0	28,7	4,4%	+1
Custos com benefícios sociais	3,0	3,3	-9%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	9,2	7,5	23%	+2
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>135,7</b>	<b>127,5</b>	<b>6,4%</b>	<b>+8</b>
<b>EBITDA</b>	<b>18,2</b>	<b>17,5</b>	<b>3,7%</b>	<b>+1</b>
Provisões	(2,5)	(4,1)	-	+2
Depreciações e amortizações líquidas	12,1	11,2	7,8%	+1
<b>EBIT</b>	<b>8,7</b>	<b>10,5</b>	<b>-17%</b>	<b>-2</b>

Dados-chave	9M12	9M11	Δ%	Δ Abs.
<b>Comercialização em Espanha</b>				
<b>Electricidade - Mercado livre</b>				
Volume Vendido (GWh)	14.804	15.588	-5,0%	-784
Quota de Mercado (%)	11%	12%	-	-1p.p.
Clientes (mil)	731	695	5,2%	+36
<b>Electricidade - Último recurso</b>				
Volume Vendido (GWh)	551	637	-13%	-86
Clientes (mil)	289	324	-11%	-35
<b>Gás - Mercado livre &amp; Último recurso</b>				
Volume Vendido (GWh)	20.699	20.622	0,4%	77
Quota Mercado (%)	10%	11%	-	-1p.p.
Clientes (mil)	764	796	-4,1%	-32
<b>Comercialização em Portugal</b>				
<b>Electricidade - Mercado livre</b>				
Volume Vendido (GWh)	7.189	6.843	5,1%	+346
Quota de Mercado (%)	39%	42%	-	-3p.p.
Clientes (mil)	548	293	87%	+255
<b>Gás em Portugal - Mercado livre</b>				
Volume Vendido (GWh)	4.525	5.203	-13%	-678
Quota Mercado (%) (2)	17%	15%	-	2p.p.
Clientes (mil)	29	1	n.a.	+29
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>8,7</b>	<b>8,5</b>	<b>1,8%</b>	<b>+0</b>
<b>Empregados (#)</b>	<b>1.159</b>	<b>1.082</b>	<b>7,1%</b>	<b>+77</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 14,8TWh nos 9M12, enquanto o número de clientes subiu 5%, 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% nos 9M12, com a EDP a manter uma quota na comercialização que é cerca do dobro da quota na produção.

**Gás** – O volume comercializado manteve-se relativamente estável nos 20,7TWh nos 9M12, enquanto o número de clientes caiu 4%, reflexo de uma política de contratação de clientes selectiva em condições de mercado de retalho exigentes. A quota de mercado diminuiu de 11% nos 9M11 para 10% nos 9M12.

Nos 9M12, os custos operacionais líquidos caíram €13M, 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 subiu 5% para 7,2TWh nos 9M12, suportado pela contratação de alguns grandes clientes industriais (meados de 2011) e por uma subida de 91% da nossa base de clientes B2C. Numa base trimestral, os volumes fornecidos subiram 11% apesar da concorrência intensa. A quota de mercado fixou-se nos 39% nos 9M12, vs. 42% nos 9M11. Esta evolução está em linha com a estratégia de enfoque em clientes mais atractivos, especialmente os de menor dimensão.

**Gás** – O volume comercializado caiu 13% para 4,5TWh nos 9M12, reflectindo a redução da procura e um mercado muito competitivo, nomeadamente no segmento B2B. No 3T12, o volume comercializado subiu 10% vs. 3T11 para 1,4TWh, enquanto o número de clientes subiu de 8 mil a Jun-12 para 29 mil a Set-12. Assim, a quota de mercado da EDP subiu 2pp para 17% nos 9M12.

Em antecipação à crescente liberalização do mercado, a EDP lançou 2 campanhas promocionais: i) a primeira em Jan-12, denominada “EDP-Continente”, em parceria com o Continente e oferecendo, por 1 ano, um desconto de supermercado igual a 10% do valor da factura de electricidade a todos os clientes residenciais que contrataram o fornecimento de electricidade com a EDP Comercial (“EDPC”, subsidiária para o fornecimento de energia no mercado livre em Portugal) até ao final de Mar-12 – esta campanha possibilitou a captação de ~150 mil clientes residenciais, o que se traduziu no aumento da nossa base de clientes; e ii) a segunda em Jul-12, denominada “Casa Total 10+2” e oferecendo, por 1 ano, um desconto de 10% na factura de gás e 2% na de electricidade aos clientes residenciais que contrataram o fornecimento de gás e electricidade com a EDPC até ao final de Set-12 – esta campanha permitiu a angariação de ~22 mil clientes residenciais (oferta “dual”), o que se traduziu no aumento das nossas base de clientes e quota de mercado no fornecimento de gás.

Nos 9M12, os custos operacionais líquidos subiram €8M, devido a: i) um aumento dos fornecimentos e serviços externos, nomeadamente dos custos com serviços ao cliente (“call center”, facturação, leituras, entre outros), em linha com o aumento da base de clientes e com o crescente processo de liberalização; e ii) menores ganhos com a reversão de provisões para cobrança duvidosa.

**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 propôs um aumento médio de 2,8% da TUR em baixa tensão para 2013. Adicionalmente, a partir de Jan-13, todos os clientes em mercado regulado irão pagar um prémio transitório (actualizado trimestralmente) no sentido de estimular a transferência de clientes 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)			
	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>842,0</b>	<b>689,2</b>	<b>22%</b>	<b>+153</b>
Forn. e serviços externos	183,5	164,5	11%	+19
Custos com Pessoal	46,8	42,4	10%	+4
Outros custos operac. (líq.)	(63,0)	(66,1)	-4,7%	+3
<b>Custos Operacionais Líq. (1)</b>	<b>167,3</b>	<b>140,9</b>	<b>19%</b>	<b>+26</b>
<b>EBITDA</b>	<b>674,7</b>	<b>548,3</b>	<b>23%</b>	<b>+126</b>
Provisões	-	(0,3)	-	+0
Amortizações líquidas	330,8	309,3	7,0%	+22
<b>EBIT</b>	<b>343,9</b>	<b>239,4</b>	<b>44%</b>	<b>+105</b>
Result. alienação act. financ.	2,9	10,0	-72%	-7
Resultados financeiros	(200,7)	(176,5)	14%	-24
Resultados em associadas	4,3	3,7	15%	+1
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>150,3</b>	<b>76,6</b>	<b>96%</b>	<b>+74</b>

Eficiência Operacional	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
Opex/MW Médio (€mil) (4)	39,7	37,5	6,0%	+2
Empregados (#)	850	818	3,9%	+32

A EDP Renováveis (EDPR) detém e opera os parques eólicos do Grupo EDP e analisa e desenvolve projectos para novos parques ou outras fontes de energias renováveis. Os principais mercados onde opera são Espanha (36% do EBITDA da EDPR nos 9M12) e os EUA (35%). Os restantes mercados incluem Portugal (13%), França, Polónia, Roménia, Bélgica e Brasil (estes cinco representam 16% do EBITDA da EDPR nos 9M12).

**O EBITDA da EDPR subiu 23% no período (+€126M) para €675M nos 9M12**, reflectindo um aumento de 6% da capacidade instalada, +429MW para 7.388MW a Set-12, um factor médio de utilização de 29% nos 9M12 (+1pp) e um preço médio de venda superior, +11% para €64/MWh, explicada por um aumento dos preços em moeda local nas regiões onde a EDPR opera (Europa: +7%; US: +3%; e Brasil: +3%). **Os mercados que mais contribuíram para este crescimento de EBITDA foram: (1) os EUA (+€47M)**, reflectindo um contributo de +€22M relativo a variações cambiais (apreciação de 9% do USD face ao EUR), +244MW de capacidade (57% do total instalado no período), um factor médio de utilização superior (+1pp para 32%) e um aumento do preço médio de venda (+3% para USD47/MWh); **(2) Espanha (+€44M)**, incluindo resultados de coberturas), reflectindo +90MW de capacidade (21% do total adicionado), um factor médio de utilização superior (+1pp para 26%) e um preço médio de venda superior (+7% para €88/MWh); e **(3) o mercado Europeu não Ibérico (+€41M)**, devido a +79MW de capacidade (18% do total instalado; Roménia: +57MW; França: +22MW), a um aumento do factor médio de utilização (+1pp para 23%) e a um preço médio de venda superior (+12% para €107/MWh). **Em Portugal, o EBITDA cresceu 6% (+€5M)**, reflectindo +16MW de capacidade (4% do total adicionado), um factor médio de utilização estável de 26% e um preço médio de venda superior (+4% para €107/MWh). O aumento dos **custos operacionais líquidos** (+26M) reflecte: i) um aumento dos fornecimentos e serviços externos (incluindo custos com O&M) e custos com pessoal, devido à apreciação do USD, a um aumento da capacidade média em operação e a uma menor capitalização de custos com pessoal, consequência do menor número de efectivos afectos a actividades de construção

Dados gerais	9M12	9M11	Δ %
<b>Capacid. Instalada (MW)</b>	<b>7.388</b>	<b>6.959</b>	<b>6,2%</b>
Europa	3.738	3.553	5,2%
EUA	3.567	3.323	7,3%
Brasil	84	84	-
<b>Electric. Produzida (GWh)</b>	<b>13.345</b>	<b>11.975</b>	<b>11%</b>
Europa	5.977	5.240	14%
EUA	7.204	6.632	8,6%
Brasil	164	103	59%
<b>Factor méd. utilização (%)</b>	<b>29%</b>	<b>28%</b>	<b>1p.p.</b>
<b>Preço méd. venda (€/MWh)</b>	<b>63,9</b>	<b>57,8</b>	<b>11%</b>
<b>EBITDA (€m)</b>	<b>674,7</b>	<b>548,3</b>	<b>23%</b>
Europa	439,3	357,7	23%
EUA	244,8	197,3	24%
Outros e Ajustamentos	(9,3)	(6,7)	40%
<b>EBIT (€m)</b>	<b>343,9</b>	<b>239,4</b>	<b>44%</b>
Europa	272,1	201,0	35%
EUA	87,8	49,5	78%
Outros e Ajustamentos	(16,0)	(11,1)	44%
<b>Investim. Operac. (€m) (2)</b>	<b>263,2</b>	<b>516,1</b>	<b>-49%</b>
Europa	131,4	216,1	-39%
EUA	128,6	236,2	-46%
Brasil	2,8	59,8	-95%

Dados da Acção	9M12	9M11	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)	9M12	9M11	Δ %
Empréstimos bancários e outros (Liq.)	668,1	671,5	-0,5%
Dívida c/ empresas EDP (Liq.)	2.839,5	2.775,4	2,3%
<b>Dívida Líquida</b>	<b>3.507,6</b>	<b>3.446,9</b>	<b>1,8%</b>
<b>Interesses não controláveis</b>	<b>130,7</b>	<b>114,8</b>	<b>14%</b>
<b>Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (3)</b>	<b>979,0</b>	<b>965,4</b>	<b>1,4%</b>
<b>Valor Contabilístico</b>	<b>5.395,7</b>	<b>5.295,8</b>	<b>1,9%</b>
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,29	1,35	-4,2%

Resultados Financeiros (€ M)	9M12	9M11	Δ %
Juros financeiros líquidos	(152,0)	(139,4)	-9,0%
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(50,5)	(46,3)	-9,1%
Custos capitalizados	13,3	29,3	-54%
Diferenças Cambiais	4,4	(15,8)	-
Outros	(15,9)	(4,2)	-281%
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(200,7)</b>	<b>(176,5)</b>	<b>-14%</b>

e desenvolvimento; e ii) um aumento dos outros custos operacionais, suportado por um crescimento das receitas, pela apreciação do USD e por maiores despesas com impostos (Espanha e França) e com tarifas de acesso à rede (Espanha). **As amortizações líquidas** subiram €22M, reflexo da expansão do portfólio de activos da EDPR, parcialmente compensada pela alteração, a partir de Abr-11, da vida útil dos parques eólicos de 20 para 25 anos. Assim, **o EBIT da EDPR subiu 44% (+€105M) para €344M nos 9M12**.

**A dívida líquida da EDPR aumentou €0,1MM para €3,5MM a Set-12**, reflexo do investimento em nova capacidade, de alterações no montante de fundo de maneio relativo a fornecedores de equipamento e da apreciação do USD face ao EUR (a Set-12, 40% da dívida da EDPR estava denominada em USD). A dívida líquida junto de instituições financeiras (fora do Grupo EDP), que representava 19% da dívida líquida da EDPR a Set-12, está essencialmente relacionada com financiamentos de longo prazo através de "project finance". Nos 9M12, a EDPR executou €177M de "project finance" para 125MW em Espanha e assinou um "project finance" de €46M para 57MW na Bélgica (financiado em Out-12). Os **passivos relativos a parcerias institucionais** permaneceram próximo dos €1,0MM: os impactos da assinatura, em Dez-11, de um novo acordo de financiamento com parceiros institucionais (USD124M, dos quais USD97M de encaixe inicial) e da apreciação do USD, foram compensados à medida que os parceiros institucionais foram recebendo os benefícios fiscais gerados pelos projectos.

Os **Resultados financeiros** subiram 14% (+€24M) para -€201M nos 9M12, reflectindo: i) um aumento de 9% dos juros líquidos (+€13M), suportado pelo impacto cambial nos juros da dívida em USD e pelo aumento da dívida financeira média (9M12: €4,0MM vs. 9M11: €3,5MM), enquanto o custo médio da dívida caiu 30pb para 5,3% nos 9M12, traduzindo as taxas atractivas contratadas nos últimos acordos de financiamento; ii) menores custos capitalizados (-€16M) devido a um abrandamento do investimento no período; e iii) menores diferenças cambiais negativas.

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

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

# EDP Renováveis: EUA & Espanha



EUA	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada total (MW)</b>	<b>3.567</b>	<b>3.323</b>	<b>7,3%</b>	<b>+244</b>
Em "PTC"	2.123	2.024	5%	+99
Em "cash grant flip"	500	500	-	-
Em "cash grant"	799	799	-	-
Factor médio de utilização (%)	32%	31%	-	1p.p.
Preço médio de venda (USD/MWh)	47,1	45,5	3,4%	+1,5
Euro/USD - Taxa média do período	1,28	1,41	-8,9%	-0,13
<b>CAE/Coberturas</b>				
Capacidade instalada (MW)	2.804	2.659	5,5%	+145
Electricidade produzida (GWh)	5.571	4.788	16%	+783
Preço médio de venda (USD/MWh)	52,2	50,5	3,4%	+1,7
<b>Mercado</b>				
Capacidade instalada (MW)	763	664	15%	+99
Electricidade produzida (GWh)	1.633	1.844	-11%	-211
Preço médio de venda (USD/MWh)	27,0	30,2	-10%	-3,1
Margem Bruta (USD M)	330	299	10%	+31
Receitas PTC & Outras (USD M)	121	112	7,7%	+9
<b>Margem Bruta Ajustada (USD M)</b>	<b>451</b>	<b>411</b>	<b>10%</b>	<b>+40</b>
<b>EBITDA (USD M)</b>	<b>314</b>	<b>277</b>	<b>13%</b>	<b>+36</b>
EBIT (USD M)	112	70	62%	+43
<b>Inv. Operacional Líquido (USD M)</b>	<b>165</b>	<b>332</b>	<b>-50%</b>	<b>-168</b>
Inv. Operacional Bruto	170	333	-49%	-163
"Cash grant" recebido	(5)	(1)	-	-4
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>70</b>	<b>314</b>	<b>-78%</b>	<b>-244</b>

Espanha	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada total (MW)</b>	<b>2.284</b>	<b>2.194</b>	<b>4,1%</b>	<b>+90</b>
Factor médio de utilização (%)	26%	25%	-	1p.p.
Preço médio obtido pool (€/MWh)	45,6	46,4	-1,8%	-0,8
Preço médio final venda (€/MWh) (1)	88,0	82,6	6,6%	+5,4
<b>Capacidade - Regime Transitório</b>				
Capacidade instalada (MW)	1.153	1.153	-	+0
Electricidade produzida (GWh)	1.930	1.815	6,3%	+115
<b>Capacidade - RD 661/2007</b>				
Capacidade instalada (MW)	1.131	1.042	8,6%	+90
Electricidade produzida (GWh)	1.807	1.525	18%	+282
<b>Resultados da Cobertura (€ M)</b>	<b>5,0</b>	<b>(5,7)</b>	<b>-</b>	<b>+11</b>
Margem Bruta (€ M) (1)	326	275	19%	+52
<b>EBITDA (€ M) (1)</b>	<b>257</b>	<b>213</b>	<b>21%</b>	<b>+44</b>
EBIT (€ M) (1)	149	111	34%	+38
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>52</b>	<b>116</b>	<b>-55%</b>	<b>-64</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>26</b>	<b>57</b>	<b>-54%</b>	<b>-31</b>

**Nos EUA**, a capacidade instalada subiu 244MW, com: i) o comissionamento do parque eólico Blue Canyon VI (99MW no Oklahoma; produção vendida em mercado (SPP); incentivos fiscais recebidos através de acordo de financiamento com parceiros institucionais) – este parque beneficia de características muito competitivas, dado o baixo custo de investimento e um factor médio de utilização >40%, o que permite à EDPR maximizar a criação de valor do projecto através da incorporação dos “Production Tax Credits” (PTCs) em detrimento do subsídio financeiro (“cash grant”); e ii) a entrada em operação dos primeiros 145MW do parque eólico Marble River (215MW em Nova Iorque; produção vendida em mercado (NYISO/NEISO) e CAE de 10 anos associado à venda dos “Renewable Energy Certificates” (RECs)).

O factor médio de utilização subiu 1pp para 32% nos 9M12, dada a evolução favorável dos recursos eólicos nas regiões Centrais e de Leste. A produção vendida ao abrigo dos CAE subiu 16%, reflexo do contributo positivo da entrada em vigor dos CAE assinados em períodos anteriores para 359MW de capacidade em mercado (184MW cujo CAE teve início em Jan-12 e 175MW cujo CAE teve início em Jun-12) e da entrada em operação de nova capacidade com CAE/coberturas. O preço médio de venda (excluindo receitas com incentivos fiscais) da energia vendida através de CAE/coberturas subiu 3% para USD52/MWh, reflexo da aplicação dos factores de actualização anual de preços. O preço médio de venda em mercado caiu 10% para USD27/MWh, devido à queda dos preços do gás (Henry Hub -16% para \$3.08/MMBtu). No global, o preço médio de venda nos EUA subiu 3% para USD47/MWh nos 9M12, dado que os maiores volumes produzidos ao abrigo dos CAE, com preços superiores, compensaram os preços inferiores da produção em mercado.

**A margem bruta (incluindo receitas de PTCs) subiu USD40M no período para USD451M nos 9M12.** Os custos operacionais cresceram apenas 3% (+€4M), muito abaixo do ritmo de crescimento do negócio, tendo beneficiado de uma redução dos custos de O&M reflectindo um programa de monitorização dos mesmos. Assim, **o EBITDA nos 9M12 subiu USD36M para USD314M, enquanto o EBIT subiu USD43M para USD112M**, traduzindo a extensão da vida útil dos parques eólicos, com impacto apenas a partir do Abr-11. A Set-12, a EDPR tinha 70MW em construção nos EUA no parque eólico de Marble River (215MW em Nova Iorque, dos quais 145MW entraram em operação no 3T12), com conclusão prevista para este ano.

**Em Espanha**, a remuneração dos parques baseia-se: (1) num regime transitório (capacidade anterior a 2008), sob o qual os produtores recebem uma tarifa variável correspondente a ‘preço médio obtido na “pool” + prémio fixo (€38,3/MWh)'; (2) no RD 661/2007 (capacidade posterior a 2008), que oferece duas opções: (a) tarifa variável equivalente a ‘preço médio obtido na “pool” + prémio (€20,1/MWh reflexo de uma redução temporária de 35% até Dez-12)', 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) estão indexados à inflação (“IPC-X”) e definidos por 20 anos. A partir de Jan-13, toda a capacidade eólica passará a estar ao abrigo do RD 661/2007.

**O EBITDA da EDPR em Espanha (incluindo resultados com coberturas) subiu €44M no período para €257M nos 9M12, enquanto o EBIT melhorou €38M para €149M nos 9M12**, traduzindo amortizações superiores devido ao aumento da capacidade instalada – a EDPR adicionou 90MW em Espanha nos últimos 12 meses. O factor médio de utilização subiu 1pp para 26% nos 9M12, enquanto a electricidade gerada subiu 12% para 3,7TWh. O preço médio da capacidade em regime transitório fixou-se nos €90/MWh (excluindo resultados com coberturas), -1% no período, consequência da leve redução do preço médio obtido na “pool” (-2%), enquanto o preço médio da capacidade ao abrigo do RD661/2007 foi €84/MWh, +8% no período. Dos 3,7TWh produzidos nos 9M12, 86% foram vendidos sem exposição a preços de mercado, através de opção de tarifa fixa (1.688GWh), coberturas (1.402GWh) ou mecanismo de tarifa mínima (119GWh), e apenas 14% (528GWh) 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 7% 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 RD661/2007 e a indexação à inflação dos preços regulados ao abrigo do RD661/2007. Para o 4T12, a EDPR vendeu a prazo 0,5TWh a um preço médio de €52/MWh para a capacidade ao abrigo do regime transitório. A Set-12, a EDPR tinha 26MW em construção em Espanha, todos em pré-registo e com entrada em operação prevista para o 4T12. Em Jan-12, o governo espanhol introduziu uma moratória no pagamento do prémio a todos os novos projectos eólicos que não estão em pré-registo. Em Set-12, foi aprovado um projecto-lei que refere uma série de medidas que têm por objectivo garantir a sustentabilidade do sistema eléctrico, entre as quais a introdução de impostos às vendas de electricidade dos produtores Espanhóis (6% para o regime ordinário e regime especial).

# EDP Renováveis: Portugal, Resto da Europa & Brasil



Portugal	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada (MW)</b>	<b>615</b>	<b>599</b>	<b>2,7%</b>	<b>+16</b>
Factor médio de utilização (%)	26%	26%	-	-0p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.046	1.027	1,9%	+20
Preço médio de venda (€/MWh)	107	103	4,4%	+5
Margem Bruta (€ M)	114	107	6,3%	+7
<b>EBITDA (€ M)</b>	<b>92</b>	<b>88</b>	<b>5,5%</b>	<b>+5</b>
EBIT (€ M)	72	66	9,3%	+6
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>9</b>	<b>1</b>	-	<b>+8</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>-</b>	<b>15</b>	-	<b>-15</b>
ENEOP Capacidade Instalada (MW) (1)	350	321	9,0%	+29

Resto da Europa (2)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>França &amp; Bélgica</b>				
Capacidade instalada (MW)	363	341	6,3%	+22
Factor médio de utilização (%)	23%	21%	-	2p.p.
Electricidade produzida (GWh)	542	474	14%	+68
Preço médio de venda (€/MWh)	92	90	1,9%	+2
<b>Polónia</b>				
Capacidade instalada (MW)	190	190	-	-
Factor médio de utilização (%)	25%	24%	-	1p.p.
Electricidade produzida (GWh)	313	237	32%	+76
Preço médio de venda (PLN/MWh)	426	450	-5,4%	-24
Euro/PLN - Taxa média do período	4,21	4,02	4,7%	+0,19
<b>Roménia</b>				
Capacidade instalada (MW)	285	228	25%	+57
Factor médio de utilização (%)	20%	16%	-	5p.p.
Electricidade produzida (GWh)	338	161	110%	+177
Preço médio de venda (RON/MWh)	610	374	63%	+236
Euro/RON - Taxa média do período	4,44	4,21	5,5%	+0,23
Margem Bruta (€ M)	127	83	52%	+44
<b>EBITDA (€ M)</b>	<b>101</b>	<b>61</b>	<b>67%</b>	<b>+41</b>
EBIT (€ M)	65	29	127%	+36
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>70</b>	<b>99</b>	<b>-29%</b>	<b>-29</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>270</b>	<b>99</b>	<b>174%</b>	<b>+172</b>

Brasil	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada (MW)</b>	<b>84</b>	<b>84</b>	-	-
Factor médio de utilização (%)	30%	34%	-	-5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	164	103	59%	+61
Preço médio de venda (€/MWh)	285	277	2,6%	+7
Euro/Real - Taxa média do período	2,46	2,29	7,0%	+0,16
Margem Bruta (R\$ M)	43	28	57%	+16
<b>EBITDA (R\$ M)</b>	<b>28</b>	<b>18</b>	-	<b>+11</b>
EBIT (R\$ M)	16	11	-	+5
<b>Investimento operacional (R\$ M)</b>	<b>7</b>	<b>137</b>	<b>-95%</b>	<b>-131</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	-	-

**Em Portugal**, a EDPR tem 615MW de capacidade eólica, toda 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 por mais 7 anos 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. Nos 9M12, o factor médio de utilização manteve-se nos 26%, o que em conjunto com 16MW de capacidade adicional implicou um aumento de 2% na produção eólica. A tarifa média subiu 4% para €107/MWh, reflexo da indexação à inflação e dos incentivos à redução de quebras de tensão. Assim, **o EBITDA totalizou €92M nos 9M12, +€5M no período, enquanto o EBIT subiu €6M para €72M**, reflectindo menores amortizações devido à referida extensão da vida útil dos parques eólicos. Ainda em Portugal, a EDPR detém uma participação de 40% no consórcio ENEOP (consolidado pelo método de 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 c€74/MWh (no 1º ano de operação) e de acordo com o qual as tarifas estão indexadas à inflação e garantidas por 15 anos. A Set-12 a ENEOP tinha 874MW em operação (350MW atribuíveis à EDPR) e 72MW (29MW atribuíveis à EDPR) em construção.

**Nos mercados europeus fora da P. Ibérica**, a EDPR instalou 79MW nos últimos 12 meses, tendo aumentado a sua capacidade para 838MW a Set-12. A produção subiu 37% para 1,2TWh nos 9M12, reflectindo a entrada de nova capacidade e um factor médio de utilização superior, +1pp para 23% nos 9M12, com todas as geografias a contribuírem positivamente para esta evolução. O preço médio de venda subiu 12% para €107/MWh, suportado pelo forte crescimento do preço médio na Roménia (+64% em moeda local) e pelo aumento do seu peso relativo na produção eólica (28% vs. 18% nos 9M11). **O EBITDA subiu €41M para €101M nos 9M12, enquanto o EBIT cresceu €36M para €65M nos 9M12**, uma vez que os aumentos de capacidade se traduziram num aumento das amortizações.

**Em França**, a EDPR tem 306MW de capacidade em operação (+22MW no período). A produção eólica em França é vendida a uma tarifa fixa indexada à inflação e garantida por 15 anos. Nos 9M12, a tarifa média atingiu os €88/MWh (+3%). **Na Bélgica**, o nosso parque eólico de 57MW vende a sua energia através de um CAE de 5 anos (maturidade em 2014) a um preço fixo de €112/MWh.

**Na Polónia**, a EDPR tem 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 certificados verdes (CVs); e ii) 70MW no parque eólico de Korsze, cuja produção é vendida através de um CAE de 10 anos. Nos 9M12, o preço médio de venda fixou-se nos PLN426/MWh, -5% no período, devido essencialmente à diferente estrutura contratual de preços do parque eólico de Korsze, instalado em 2011. A Set-12, a EDPR tinha 130MW em construção na Polónia ('preço de mercado + CV').

**Na Roménia**, a EDPR tem 285MW de capacidade instalada (+57MW). 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). Nos 9M12, o preço médio de venda subiu 63% para RON610/MWh, consequência do início da atribuição de 2 CVs por MWh produzido, em vigor até 2017, o que reforçou a atractividade do mercado Romeno. A Set-12, a EDPR tinha 93MW em construção na Roménia: 54MW eólicos e 39MW de energia solar PV. A energia solar PV recebe, para além do preço da electricidade em mercado, 6 CVs por MWh produzido nos primeiros 15 anos de operação.

**Em Itália**, a Set-12, a EDPR tinha 40MW em construção. Para a capacidade anterior a Dez-12, os produtores recebem o 'preço de mercado + CV' até 2015; após 2015, estes parques eólicos irão transitar para um regime de tarifa fixa. Para a capacidade instalada em 2013 e anos seguintes, os parques eólicos serão remunerados de acordo com um regime de tarifa fixa definida por leilão.

**No Brasil**, a EDPR tem 84MW de capacidade remunerada ao abrigo de programas de incentivo para o desenvolvimento de energia renovável, através de contratos de longo prazo para a venda da energia produzida num período de 20 anos. Nos 9M12, o factor médio de utilização caiu 5pp para 30%, reflexo de uma alteração no mix de produção que se deveu à entrada em operação de um parque de 70MW (Tramandai) em Mai-11, num dos melhores períodos do ano em termos de recursos eólicos. O preço médio de venda subiu 3% para R\$285/MWh, reflexo da actualização à inflação. Em Dez-11, a EDPR assegurou CAEs de 20 anos para 120 MW, com início em Jan-16 (57MW médios @ R\$97/MWh, indexados à inflação), reforçando a sua presença num mercado com recursos eólicos atractivos e fortes perspectivas de crescimento.

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

# Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



Income Statement (€ m)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.411,8</b>	<b>1.353,3</b>	<b>4,3%</b>	<b>+58</b>
Fornecimentos e serviços externos	315,9	327,2	-3,4%	-11
Custos com pessoal	109,8	110,7	-0,8%	-1
Custos com benefícios sociais	17,0	15,7	7,8%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	159,8	100,1	60%	+60
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>602,5</b>	<b>553,7</b>	<b>8,8%</b>	<b>+49</b>
<b>EBITDA</b>	<b>809,3</b>	<b>799,6</b>	<b>1,2%</b>	<b>+10</b>
Provisões	0,9	2,8	-66%	-2
Amortizações líquidas	240,2	259,2	-7,4%	-19
<b>EBIT</b>	<b>568,2</b>	<b>537,5</b>	<b>5,7%</b>	<b>+31</b>
Capex & Opex Performance	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos Controláveis (6)</b>	<b>425,7</b>	<b>437,9</b>	<b>-2,8%</b>	<b>-12</b>
Custos control./cliente (€/cliente)	52,87	54,32	-2,7%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	1.627,7	1.691,6	-3,8%	-64
Empregados (#)	4.168	4.459	-6,5%	-292
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>264,2</b>	<b>255,8</b>	<b>3,3%</b>	<b>+8</b>
Rede de Distribuição (Km)	261,6	258,9	1,0%	+3
Regulatory Receivables (€ m)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica</b>	<b>2.585,9</b>	<b>1.430,3</b>	<b>81%</b>	<b>+1.156</b>
<b>Espanha - Déficit Tarifário (4)</b>				
<b>Início do período</b>	<b>513,6</b>	<b>759,1</b>	<b>-32%</b>	<b>-245</b>
Défices tarifários anos anteriores (5)	(176,0)	(401,1)	56%	+225
Gerado no período	193,4	155,2	25%	+38
Outros (3)	-	35,9	-	-36
<b>Fim do período</b>	<b>531,0</b>	<b>549,1</b>	<b>-3,3%</b>	<b>-18</b>
<b>Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás</b>				
<b>Início do período</b>	<b>739,7</b>	<b>188,4</b>	<b>293%</b>	<b>+551</b>
Desvios tarifários anos anteriores (2)	(444,4)	65,9	-	-510
Gerado no período	1.116,6	287,7	288%	+829
Outros (3)	53,6	2,9	-	+51
<b>Fim do período</b>	<b>1.465,5</b>	<b>544,9</b>	<b>169%</b>	<b>+921</b>
<b>Portugal - CMEC's</b>				
<b>Início do período</b>	<b>390,3</b>	<b>488,2</b>	<b>-20%</b>	<b>-98</b>
(Recuperado)/Devolvido no Período	(153,5)	(265,5)	42%	+112
Gerado no período	352,7	113,5	211%	+239
Outros	(0,0)	0,2	-	-0
<b>Fim do período</b>	<b>589,4</b>	<b>336,4</b>	<b>75%</b>	<b>+253</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** aumentou 1% nos 9M12 para €809M devido ao: (1) 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 e (2) queda de 7% dos proveitos regulados da distribuição de electricidade em Espanha devido às alterações regulatórias ocorridas em Mar-12. De realçar que os números de ambos os anos estão impactados por 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) €8,5M em consequência da contabilização dos desvios tarifários na distribuição de gás em Portugal nos 9M11, (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 1S11 (sem impacto ao nível do consolidado). Excluindo estes impactos, o EBITDA cresceu 5% em termos homólogos (+€38M).

Os **custos controláveis** diminuíram 3% face ao período homólogo devido a uma diminuição dos fornecimentos e serviços externos e maior eficiência reflectindo um tempo seco favorável na Península Ibérica. O **investimento operacional** aumentou 3% no período com enfoque na melhoria da qualidade de serviço.

Os **recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica** aumentaram €942M de €1.644M em Dez-11 para €2.586M em Set-12 impulsionado por um aumento de €925M em Portugal e de €17M em Espanha.

O **montante de recebimentos futuros da actividade de distribuição de electricidade e comerc. de Último Recurso em Portugal** aumentou €703M nos 9M12 de €720M em Dez-11 para €1.423M em Set-12 devendo-se a: **(1)** €729M devido ao défice tarifário relativo ao sobrecusto do regime especial de 2012 que deverá totalizar €972M em 2012 a recuperar nas tarifas no período 2013-2016 e remunerados à taxa anual de 6,3%; **(2)** €198M devido principalmente ao sobrecusto da produção em regime especial acima do esperado (€69/MWh nos 9M12 vs. €46,6/MWh assumido pela ERSE); **(3)** €169M essencialmente devido ao desvio tarifário negativo gerado na act. de distribuição de electricidade relacionado com o pagamento de défice tarifário ex-ante no montante de €141M relativo a desvios dos CMECs a ser remunerado à taxa anual de 4% e **(4)** €447M recuperados através de tarifas referentes a desvios tarifários negativos em anos anteriores (expectável o recebimento do montante de €564M em 2012).

O **montante de recebimentos futuros dos CMEC** aumentou €199M nos 9M12 de €390M em Dez-11 para €589M em Set-12 devido a: (1) €154M recuperados nos 9M12 através das tarifas relacionados com desvios negativos de 2011 e (2) €353M de desvio negativo nos 9M12 entre a margem bruta definida no CMEC e em mercado impulsionado por um tempo extremamente seco no trimestre (factor de produção hídrica caiu 65% 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 Set-12 totalizavam €531M (incluindo juros/actualizações financeiras): i) €193M do défice tarifário de 2012; ii) €201M do défice tarifário de 2011; iii) €137M relativos ao défice de 2010. Nos 9M12, foi securitizado um total de €3,3MM do deficit tarifário Espanhol pelo FADE (o fundo responsável pela securitização) dos quais cerca de €168M correspondem à nossa subsidiária HC Energia. Em Set-12, o défice total do sistema eléctrico espanhol pendente de securitização totalizava €7MM. Para o 4T12, a **tarifa de último recurso diminuirá 2,0%** baseada num custo médio em baseload da electricidade de €51,75/MWh **reflectindo na totalidade a queda de 4,6% dos custos de energia** do leilão CESUR sendo que as tarifas de acesso irão manter-se inalteradas face ao trimestre passado.

**Relativamente à evolução dos recebimentos futuros da act. regulada em Portugal** implícita na **proposta preliminar para as tarifas de 2013** estimamos que estes atinjam o montante de aprox. €2,2MM em Dez-12 e terão um aumento de cerca de €0,5MM em 2013 em resultado de: **(1)** 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); **(2)** criação de um diferimento ex-ante de €150M relativo à revisibilidade de 2011 (securitizável); e **(3)** recebimento de €578M relativos a desvios e diferimentos de anos anteriores.

(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)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.022,9</b>	<b>962,2</b>	<b>6,3%</b>	<b>+61</b>
Fornecimentos e serviços externos	240,1	246,8	-2,7%	-7
Custos com pessoal	86,1	88,3	-2,5%	-2
Custos com benefícios sociais	15,0	12,7	18%	+2
Rendas de concessão	187,1	181,8	2,9%	+5
Outros custos operacionais (líquidos)	8,0	(28,9)	-	+37
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>536,2</b>	<b>500,6</b>	<b>7,1%</b>	<b>+36</b>
<b>EBITDA</b>	<b>486,8</b>	<b>461,5</b>	<b>5,5%</b>	<b>+25</b>
Provisões	1,0	3,1	-67%	-2
Depreciações e amortizações líquidas	170,5	184,3	-7,5%	-14
<b>EBIT</b>	<b>315,3</b>	<b>274,2</b>	<b>15%</b>	<b>+41</b>

Margem Bruta	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (€ M)</b>	<b>1.022,9</b>	<b>962,2</b>	<b>6,3%</b>	<b>+61</b>
Margem bruta regulada	1.013,7	952,5	6,4%	+61
Margem bruta não-regulada	9,2	9,6	-5,0%	-0
<b>Rede de Distribuição</b>				
Proveitos regulados (€ M)	944,6	875,5	7,9%	+69
Electricidade distribuída (GWh)	33.248	34.879	-4,7%	-1.631
Pontos de ligação à rede (mil)	6.106,8	6.153,6	-0,8%	-47
<b>Comercialização de Último Recurso</b>				
Proveitos regulados (€ M)	70,8	78,7	-10%	-8
Clientes fornecidos (mil)	5.364,5	5.790,0	-7,3%	-426
Electricidade vendida (GWh)	14.820	18.490	-20%	-3.670

Investimento & Custos Operac.	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos Controláveis (4)</b>	<b>326,1</b>	<b>335,1</b>	<b>-2,7%</b>	<b>-9</b>
Custos control./cliente (€/cliente)	53,4	54,5	-1,9%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	1.455,4	1.507,8	-3,5%	-52
Empregados (#)	3.575	3.633	-1,6%	-58
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>202,9</b>	<b>182,9</b>	<b>11,0%</b>	<b>+20</b>
Rede de distribuição (Km)	224,1	222,2	0,8%	+2
Tempo de interrup. equivalente (min.) (5)	38	53	-28%	-15

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso em Portugal aumentaram 5% para €487M no período. Excluindo o impacto da mais valia da venda de um terreno a uma empresa do grupo no montante de €21M nos 9M11 (sem impacto ao nível do consolidado), o EBITDA aumentou 10% (+€46M). Este aumento deve-se a um aumento da taxa de retorno sobre activos e menor sensibilidade a alterações do consumo.

Nos 9M12, a **electricidade distribuída** caiu 4,7% em termos homólogos suportada pelo menor consumo nos segmentos residencial, de PMEs e de iluminação pública, afectados pelo aumento de impostos incidentes sobre o consumo de electricidade (IVA subiu de 6% para 23% a partir de Out-11 em diante) e pela redução do rendimento disponível das famílias. O número de pontos de abastecimento diminuiu 0,8% com um impacto imaterial ao nível da margem bruta.

Os **proveitos regulados da actividade de distribuição** aumentaram €69M para €945M nos 9M12 essencialmente devido à atribuição de receitas reguladas anuais em 2012 no montante de €1.286M com base **numa taxa de retorno sobre os activos de 9,5% em 2012 numa base preliminar** e uma previsão para o volume de electricidade distribuída em 2012 de 47,6TWh (2,3% abaixo do valor registado em 2011). Nos 9M12, a receitas reguladas foram impactadas por: (1) um aumento do retorno sobre o RAB (de 9,5% para 10,05% em 2012) no montante de €33M. 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.) e (2) energia distribuída ter ficado abaixo da previsão realizada pela ERSE (-€8M).

Os **proveitos regulados da actividade do comercializador de último recurso (EDP SU)** diminuíram 10% para €71M 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 a EDP SU não pode realizar novos contratos com clientes que necessitem de potência contratada  $\geq 10,35$  kVA. Os clientes actuais da EDP SU com potência  $\geq 10,35$  kVA foram penalizados a partir dessa data com 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 14,8TWh e como resultado, a quota de mercado em termos de electricidade comercializada caiu de 53% nos 9M11 para 45% nos 9M12. O regulador definiu as receitas reguladas da EDP SU no montante de €94M em 2012 e a previsão de volume de regime especial de 19,6TWh (7,1% acima da produção de 2011).

Os **custos controláveis** diminuíram 3% face ao período homólogo resultante de fornecimento e serviços externos mais baixos 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 em 58. Os outros proveitos operacionais nos 9M11 incluem €21M relativos ao impacto da mais valia da venda de um terreno a uma empresa do grupo.

O EBIT aumentou 15% face ao período homólogo suportado pelo impacto não recorrente de €7M ao nível das amortizações líquidas no 1T12.

O **investimento operacional** nos 9M12 aumentou 11% para €203M. O Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) acumulado nos 9M12 foi de 38 minutos o que reflecte uma melhoria significativa face aos 9M11, em resultado do investimento em melhoria da qualidade de serviço e beneficiando de condições meteorológicas.

**Em 15-Oct-12, a ERSE publicou uma proposta preliminar para as tarifas de 2013 e proveitos regulados para 2013** relativos à actividade de distribuição de electricidade e CUR em Portugal (proposta final será publicada até 15-Dez-12). A ERSE propôs: (1) um aumento médio anual das tarifas de electricidade em Portugal de 2,8%, (2) **uma 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 31-Oct-12, o CDS médio da República Portuguesa foi 413b.p.; (3) **receitas reguladas da actividade de distribuição no montante de €1.273M em 2013**; (4) **receitas reguladas do comercializador de último recurso de €95M em 2013**; (5) previsão para o consumo referido à emissão em 2013 de 49TWh (2,2% abaixo do valor registado em 2011) e (6) previsão de volume de regime especial de 19,5TWh (7,3% acima da produção de 2011).

(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 nos 9M12.

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



DR Operacional (€ M)	Electricidade Espanha			Gás Espanha			Gás Portugal		
	9M12	9M11	% Δ	9M12	9M11	% Δ	9M12	9M11	% Δ
<b>Margem Bruta</b>	<b>122,8</b>	<b>135,0</b>	<b>-9,0%</b>	<b>202,9</b>	<b>197,3</b>	<b>2,8%</b>	<b>63,2</b>	<b>58,8</b>	<b>7,4%</b>
FSEs	33,0	37,6	-12%	31,4	30,8	2,0%	11,5	12,1	-4,5%
Custos Pessoal	14,5	14,1	2,5%	8,1	8,6	-6,4%	1,2	1,5	-21%
Custos Benefícios sociais	1,4	0,7	89%	0,4	0,3	58%	0,2	0,2	-0,6%
Outros custos operac. (líq.)	(33,2)	(51,5)	35%	(1,9)	(1,0)	-95%	(0,2)	(0,3)	39%
<b>Custos Operac. Líquidos (1)</b>	<b>15,7</b>	<b>1,0</b>	<b>-</b>	<b>38,0</b>	<b>38,7</b>	<b>-1,9%</b>	<b>12,7</b>	<b>13,4</b>	<b>-5,6%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>107,2</b>	<b>134,0</b>	<b>-20%</b>	<b>164,9</b>	<b>158,6</b>	<b>4,0%</b>	<b>50,5</b>	<b>45,4</b>	<b>11%</b>
Provisões	0,0	0,0	69%	(0,1)	(0,3)	71%	0,0	0,0	21%
Depr. e Amortizações líquidas	23,6	22,3	6,0%	36,0	43,4	-17%	10,1	9,3	8,6%
<b>EBIT</b>	<b>83,6</b>	<b>111,7</b>	<b>-25%</b>	<b>129,0</b>	<b>115,5</b>	<b>12%</b>	<b>40,4</b>	<b>36,1</b>	<b>12%</b>
<b>Investimento operacional</b>	<b>22,2</b>	<b>29,5</b>	<b>-25%</b>	<b>16,4</b>	<b>19,5</b>	<b>-16%</b>	<b>22,8</b>	<b>24,0</b>	<b>-5,0%</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>122,8</b>	<b>135,0</b>	<b>-9,0%</b>	<b>202,9</b>	<b>197,3</b>	<b>2,8%</b>	<b>63,2</b>	<b>58,8</b>	<b>7,4%</b>
Margem Bruta Regulada	115,5	124,7	-7,4%	175,9	171,0	2,9%	47,2	47,8	-1,5%
Margem bruta não-regulada	7,4	10,3	-28%	26,9	26,3	2,5%	16,0	11,0	46%

Actividade Redes Reguladas	9M12	9M11	% Δ	Abs. Δ
<b>Nº Pontos Ligação (mil)</b>				
Electricidade Espanha	656,9	654,8	0,3%	+2
Gás Espanha	1.004,0	989,3	1,5%	+15
Gás Portugal	285,4	264,4	8,0%	+21
<b>Energia Distribuída (GWh)</b>				
Electricidade Espanha	6.791	7.220	-5,9%	-429
Gás Espanha	42.866	35.396	21%	+7.469
Gás Portugal	5.520	5.296	4,2%	+224
<b>Rede (Km)</b>				
Electricidade Espanha	22.912	22.585	1,4%	+327
Gás Espanha	10.292	10.054	2,4%	+238
Gás Portugal	4.269	4.005	6,6%	+264
<b>Empregados (#)</b>				
Electricidade Espanha	315	327	-3,7%	-12
Gás Espanha	215	225	-4,4%	-10
Gás Portugal	63	64	-1,6%	-1

## DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

A **electricidade distribuída** pela HC Distribución na região das Astúrias desceu 6% nos 9M12, penalizada pela menor procura do segmento industrial.

O **EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha** diminuiu 20% (€27M) para €107M nos 9M12 reflectindo sobretudo: i) a inclusão de €27M de um ganho não recorrente relativo à venda dos activos de transporte à REE no 1T11 e ii) o impacto negativo do Decreto-Lei 13/2012, o que implicou uma descida de 7% dos proveitos regulados nos 9M12 (-€9M). Excluindo o impacto da venda dos activos de transporte, o EBITDA aumentou 1% nos 9M12 (€1M) devido à 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>.

Em Dez-11, 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 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%).

## REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O **EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha** aumentou 4% (+€6M) para €165M nos 9M12 devido principalmente ao aumento de 3% dos proveitos regulados (+€5M).

Os **proveitos regulados** aumentaram 3% suportados por um crescimento de 2% no número de pontos de abastecimento e um aumento de 2% da rede de distribuição. O aumento de 21% do volume de gás distribuído para 42,9 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 €232M**, incluindo a rede de transporte de gás da Naturgas (€25,9M).

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** (2012E EBITDA: €27M). O preço da transacção acordado representa um “enterprise value” de €262,5 milhões. A conclusão da transacção está sujeita a determinadas condições, incluindo as autorizações da autoridade da concorrência e de relevantes entidades regulatórias e é expectável que esteja concluída no 1T13.

## REDE DE GÁS REGULADO EM PORTUGAL

O **gás distribuído subiu 4% no período**, suportado pelo aumento de 8% no número de pontos de abastecimento, justificado pelo esforço de densificação da rede na região operada pela EDP.

Em Jul-12, a 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 nos 9M12 uma receita não-recorrente no montante de €13M. O **EBITDA da actividade regulada de gás em Portugal** subiu 11% (+€5M) face ao período homólogo para €50M nos 9M12 devido ao impacto acima explicado e à contabilização, no 1S11, de desvios tarifários de anos anteriores no montante de €8,5M em consequência da aprovação em Portugal de um decreto-lei permite a contabilização dos desvios tarifários da mesma forma que na electricidade. Excluindo estes impactos, o EBITDA aumentou 1% no período (+€0,5M).

Em Jun-12, o regulador Português (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 €69M. A ERSE definiu um aumento médio de 6,9% na tarifa de último recurso para pequenos clientes e um aumento médio de 7,4% nas tarifas transitórias para grandes clientes.

(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	9M12	9M11	Δ %
	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.				
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.589,3</b>	<b>1.848,0</b>	<b>-14%</b>	<b>-259</b>	<b>647,2</b>	<b>805,5</b>	<b>-20%</b>	<b>-158</b>	Cotação no fim do período (R\$/acção) (2)	12,87	12,67	1,6%
Fornecimentos e serviços externos	318,3	299,4	6,3%	+19	129,6	130,5	-0,7%	-1	Total de acções (milhões) (2)	476,4	476,4	-
Custos com Pessoal	195,0	176,1	11%	+19	79,4	76,8	3,4%	+3	Acções próprias (milhões) (2)	0,8	0,8	-
Custos com benefícios Sociais	36,7	23,2	58%	+13	14,9	10,1	47%	+5	Nº de acções detidas pela EDP (milhões) (2)	243,0	243,0	0,0%
Outros custos operacionais (líquidos)	63,5	77,5	-18%	-14	25,9	33,8	-23%	-8	Euro/Real - Taxa de fim do período	2,62	2,51	-4,4%
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>613,5</b>	<b>576,3</b>	<b>6,5%</b>	<b>+37</b>	<b>249,9</b>	<b>251,2</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-1</b>	Euro/Real - Taxa média do período	2,46	2,29	-6,6%
									Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	8,1%		-
<b>EBITDA</b>	<b>975,7</b>	<b>1.271,7</b>	<b>-23%</b>	<b>-296</b>	<b>397,4</b>	<b>554,3</b>	<b>-28%</b>	<b>-157</b>	Dívida Líquida / EBITDA (x)	2,49	1,31	
Provisões	15,3	33,8	-55%	-19	6,2	14,7	-58%	-9	Custo Médio da Dívida (%)	9,08	9,55	-47 p.b
Depreciações e amortizações líquidas	261,1	249,7	4,6%	+11	106,3	108,8	-2,3%	-2	Taxa de Juro Média (CDI)	8,54	11,17	-263 p.b
<b>EBIT</b>	<b>699,4</b>	<b>988,3</b>	<b>-29%</b>	<b>-289</b>	<b>284,8</b>	<b>430,8</b>	<b>-34%</b>	<b>-146</b>	Empregados (#)	2.677	2.450	+227
Result. da alienação de act. financ.	-	-	-	-	-	-	-	-	<b>Dados relevantes de Balanço (R\$ M)</b>	<b>9M12</b>	<b>9M11</b>	<b>Δ %</b>
Resultados financeiros	(188,2)	(217,0)	13%	+29	(76,6)	(94,6)	-19%	+18	Dívida líquida	3.236	2.219	46%
Resultados em associadas	(3,3)	(2,5)	-32%	-1	(1,4)	(1,1)	-	-0	Recebimentos futuros da actividade regulada	184	(1)	-
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>507,9</b>	<b>768,8</b>	<b>-34%</b>	<b>-261</b>	<b>206,8</b>	<b>335,1</b>	<b>-38%</b>	<b>-128</b>	Interesses não controláveis	1.970	1.887	4,4%
									Valor contabilístico	4.654	4.834	-3,7%
<b>Investimento Operacional</b>	<b>623,2</b>	<b>524,1</b>	<b>19%</b>	<b>+99</b>	<b>253,8</b>	<b>228,4</b>	<b>11%</b>	<b>+25</b>	<b>Resultados Financeiros (R\$ M)</b>	<b>9M12</b>	<b>9M11</b>	<b>Δ %</b>
Manutenção	198,0	285,2	-31%	-87	80,6	124,3	-35%	-44	Juros financeiros líquidos	(209,1)	(171,6)	-22%
Expansão	425,2	238,9	78%	+186	173,2	104,1	66%	+69	Custos capitalizados	80,1	63,8	25%
									Diferenças Cambiais	(21,6)	(40,9)	47%
									Outros	(37,5)	(68,2)	45%
									<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(188,2)</b>	<b>(217,0)</b>	<b>13%</b>

**Em moeda local, o EBITDA dos 9M12 da EDP – Energias do Brasil (EDPB) caiu 23%** reflexo da descida de 50% no EBITDA na distribuição no seguimento de custos de produção mais elevados não cobertos pelas tarifas recebidas (desvios tarifários negativos) e do crescimento de 13% no EBITDA na divisão da produção, fruto da actualização dos contratos de longo prazo e de preços de mercado mais altos devido ao tempo seco nos 9M12. Ajustado de itens não recorrentes, nomeadamente (i) impacto dos desvios tarifários incluindo a nova metodologia regulatória nas tarifas da Bandeirante (-R\$166M nos 9M12 vs. 9M11); (ii) capitalização de algumas das receitas da distribuição nos 9M12 que não eram capitalizadas nos 9M11 (R\$37M) e (iii) contribuição negativa da central a carvão do Pécem devido ao atraso da sua operação comercial (R\$23M no 3T12), **o EBITDA normalizado teria descido 6% de R\$1.241M nos 9M11 para R\$1.171M nos 9M12 (20% acima do EBITDA reportado nos 9M12).**

Os efeitos cambiais contribuíram negativamente com €28M no EBITDA consolidado em Euros da EDPB dado que o Real depreciou-se 7% vs. o Euro.

**Custos operacionais líquidos aumentaram 6%:** (i) FSE subiram 6%, abaixo da inflação de 8.1% no seguimento da substituição de serviços externos por recursos internos (ii) custos com pessoal cresceram 11%, 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\$13M devido sobretudo a custos não recorrentes com indemnizações relativas a programas de reestruturação de efectivos (R\$9M); (iv) outros custos operacionais líquidos caíram R\$14M, fruto de ganhos obtidos com a venda de edifícios no 1S12 (R\$16M).

De notar que o valor de provisões foi anormalmente elevado nos 9M11 devido à contabilização de uma provisão de R\$25M relativa ao processo judicial com o cliente White Martins.

**Os custos financeiros líquidos diminuiram R\$29M para R\$188M** fruto de: (i) impacto não recorrente no 1S11 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 elevados devido a uma dívida financeira líquida mais elevada que mais do que compensou a redução do custo médio da dívida (de 9,6% nos 9M11 para 9,1% nos 9M12).

**A dívida líquida subiu 46%** devido sobretudo ao investimento de expansão e aos desvios tarifários nos 9M12. O prazo médio da dívida era de 4,7 anos em Set-12 e **aprox. 100% da dívida estava denominada em moeda local ou protegida de variação cambial através de derivados.**

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

A EDPB anunciou em Mai-12 a venda da Evrecy, que detém activos de transporte na área da Escelsa, por R\$58M à CTEEP, estando a conclusão do negócio ainda sujeita à aprovação por parte da ANEEL.

Em Set-12 o Governo anunciou a Medida Provisória nº 579 por forma a atingir uma redução de 20% no custo de electricidade para os consumidores sobretudo através de: (i) uma redução dos custos sectoriais (custos repassados pelas distribuidoras); e (ii) da renovação das concessões considerando o valor residual das mesmas. A renovação das concessões não impacta na EDPB uma vez que: (i) as suas concessões irão apenas terminar em 2025-2044; e (ii) a renovação automática das concessões de produção não foi assumida pela EDPB na avaliação dos seus investimentos.

# Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>810,5</b>	<b>1.147,2</b>	<b>-29%</b>	<b>-337</b>
Forn. e serviços externos	238,2	228,8	4,1%	+9
Custos com Pessoal	128,0	127,1	0,7%	+1
Custos com benefícios Sociais	31,3	19,4	61%	+12
Outros custos operac. (Liq.)	57,9	67,1	-14%	-9
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>455,4</b>	<b>442,4</b>	<b>2,9%</b>	<b>+13</b>
<b>EBITDA</b>	<b>355,1</b>	<b>704,8</b>	<b>-50%</b>	<b>-350</b>
Provisões	10,8	35,1	-69%	-24
Deprec. e amortizações líquidas	139,4	125,7	11%	+14
<b>EBIT</b>	<b>205,0</b>	<b>544,0</b>	<b>-62%</b>	<b>-339</b>

Margem Bruta	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Regulatória</b>	<b>983</b>	<b>1.153</b>	<b>-15%</b>	<b>-171</b>
Desvio Tarifário do Período (4)	(211)	8	-	-219
Desvios Períodos Anteriores (3)	48	(14)	-	+61
Outros	(9)	(0)	-	-8
<b>Margem Bruta</b>	<b>811</b>	<b>1.147</b>	<b>-29%</b>	<b>-337</b>
<b>Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)</b>	<b>184</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>	<b>+185</b>
<b>Clientes Ligados (Milhares)</b>	<b>2.903,6</b>	<b>2.808,1</b>	<b>3,4%</b>	<b>+96</b>
Bandeirante	1.581,1	1.533,8	3,1%	+47
Escelsa	1.322,6	1.274,3	3,8%	+48
<b>Electricidade Distribuída (GWh)</b>	<b>18.621</b>	<b>18.457</b>	<b>0,9%</b>	<b>+164</b>
Bandeirante	11.039	11.058	-0,2%	-20
Escelsa	7.583	7.399	2,5%	+184
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	6.976	7.076	-1,4%	-100
<b>Electricidade Vendida (GWh)</b>	<b>11.645</b>	<b>11.381</b>	<b>2,3%</b>	<b>+264</b>
<b>Bandeirante</b>	<b>7.043</b>	<b>7.003</b>	<b>0,6%</b>	<b>+39</b>
Resid., Comerc. e Outros	4.822	4.584	5,2%	+238
Industrial	2.221	2.419	-8,2%	-199
<b>Escelsa</b>	<b>4.603</b>	<b>4.378</b>	<b>5,1%</b>	<b>+225</b>
Resid., Comerc. e Outros	3.775	3.568	5,8%	+207
Industrial	828	809	2,3%	+18

Investimento e Custos Operac.	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos controláveis (2)</b>	<b>366,2</b>	<b>355,8</b>	<b>2,9%</b>	<b>+10</b>
Custos control./cliente (R\$/cliente)	126,1	126,7	-0,5%	-1
Custos control./km rede (R\$/km)	4,2	4,2	1,4%	+0
Empregados (#)	2.085	2.027	2,9%	+58
<b>Invest. Operacional (R\$M)</b>	<b>157,1</b>	<b>248,4</b>	<b>-37%</b>	<b>-91</b>
Rede de Distribuição ('000 Km)	86,7	85,5	1,4%	+1

Na actividade de distribuição no Brasil, o **EBITDA nos 9M12 caiu 50% vs. 9M11**, penalizado por desvios tarifários negativos na Escelsa e Bandeirante, a última particularmente penalizada pelo congelamento das tarifas de Out-11 a Out-12. Estes desvios tarifários, que incluem a devolução retroactiva decorrente da não aplicação da nova metodologia regulatória às tarifas da Bandeirante entre Out-11 e Out-12, justificam o diferencial de -R\$172M entre margem regulatória e margem bruta dos 9M12.

Adicionalmente, a comparação da margem bruta entre os 9M11 e 9M12 foi também afectada em R\$37M devido a uma 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 (estando ainda em disputa judicial). Ajustado destes impactos, o EBITDA para os 9M12 e 9M11 seria de respectivamente R\$527M e R\$674M, ou -22% nos 9M12 vs. 9M11.

**Os desvios tarifários ao nível da margem bruta foram de -R\$172M nos 9M12 vs. apenas -R\$6M nos 9M11.** A margem bruta da distribuição inclui o impacto de desvios tarifários face as receitas reguladas anuais. Desde o congelamento das suas tarifas em Out-11, a Bandeirante tem enfrentado 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 pela EDPB através das tarifas, ascenderam a R\$48M nos 9M12, contra R\$14M devolvidos às tarifas nos 9M11. Por outro lado, foi criado nos 9M12 um desvio tarifário do período de -R\$211M (vs. um desvio tarifário de +R\$8M nos 9M11) 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. Consequentemente, os recebimentos futuros da actividade regulada aumentaram de R\$1M a recuperar pelos clientes da EDPB em Set-11 para R\$184M em Set-12 a ser recebido pela EDPB através das tarifas nos próximos anos. De notar que este valor se encontra 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\$3,0MM e a base de remuneração líquida em R\$1,545MM, ambas 27% acima dos valores do período regulatório anterior. Foi também 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.

**Volumes de energia vendida e distribuída nos 9M12:** volume de energia vendida a clientes finais cresceu 2,3% face aos 9M11, devido ao aumento no segmento residencial, comercial e outros de 5%, explicado por um incremento de 3,4% no número de clientes e do consumo médio per capita. Tal foi parcialmente compensado por uma queda de 5,6% 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 0,9%, penalizada por volumes de energia distribuída mais reduzido a clientes no mercado livre, na sua maioria industriais.

**Os custos controláveis subiram 3% nos 9M12.** Os custos com pessoal subiram 1%, uma vez que a actualização salarial anual e o aumento no número médio de empregados foi compensado pela nova alocação de custos intra-grupo sem impacto ao nível consolidado. Os FSE aumentaram abaixo da inflação devido à substituição de serviços externos por recursos internos. Os **outros custos operacionais** caíram R\$9M nos 9M12 reflectindo o impacto não recorrente de ganhos obtidos com a venda de edifícios no 1S12 (R\$16M).

O **investimento operacional** caiu 37% para R\$157M, devido a níveis mais elevados de subsídios ao investimento na Bandeirante fruto da alteração contabilística acima citada e também devido a menores trabalhos de manutenção. A maior parte do investimento foi destinada a projectos de expansão de rede e de reforço da qualidade de serviço.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (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 líquido do efeito da não aplicação da nova metodologia regulatória. 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			
	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>738,6</b>	<b>662,7</b>	<b>11%</b>	<b>+76</b>
Fornecimentos e serviços externos	48,2	45,7	5,6%	+3
Custos com pessoal	32,0	28,8	11%	+3
Custos com benefícios Sociais	3,2	2,2	45%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	(3,8)	1,4	-	-5
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>79,7</b>	<b>78,1</b>	<b>2,0%</b>	<b>+2</b>
<b>EBITDA</b>	<b>658,9</b>	<b>584,6</b>	<b>13%</b>	<b>+74</b>
Provisões	0,5	0,9	-48%	-0
Deprec. e amortizações líquidas	112,7	122,8	-8,3%	-10
<b>EBIT</b>	<b>545,8</b>	<b>460,9</b>	<b>18%</b>	<b>+85</b>

Produção	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (R\$ M)</b>	<b>738,6</b>	<b>662,7</b>	<b>11%</b>	<b>+76</b>
Lajeado	329,8	274,0	20%	+56
Peixe Angical	260,4	231,3	13%	+29
Energest (15 centrais hídricas)	170,8	157,4	8,5%	+13
Pécem	(22,9)	-	-	-23
<b>Capacidade Instalada - Hídrica (MW)</b>	<b>1.794</b>	<b>1.790</b>	<b>0,2%</b>	<b>+4</b>
Lajeado	903	903	-	-
Peixe Angical	499	499	-	-
Energest (15 centrais hídricas)	393	389	1,0%	+4
<b>Energia Vendida (GWh)</b>	<b>6.190</b>	<b>6.186</b>	<b>0,1%</b>	<b>+3</b>
Lajeado	2.641	2.750	-4,0%	-109
Peixe Angical	1.775	1.761	0,8%	+14
Energest (15 centrais hídricas)	1.774	1.675	5,9%	+98
<b>Preço Médio de Venda (R\$/MWh)</b>	<b>138,1</b>	<b>130,8</b>	<b>5,6%</b>	<b>+7</b>
Lajeado	124,9	116,7	7,0%	+8
Peixe Angical	172,7	162,1	6,5%	+11
Energest (15 centrais hídricas)	122,2	119,1	2,6%	+3
<b>Investimento Operac. (R\$ Milhões)</b>	<b>465,6</b>	<b>274,7</b>	<b>70%</b>	<b>+191</b>
Manutenção	40,4	35,8	13%	+5
Expansão	425,2	238,9	78%	+186
Pécem	239,1	216,8	10%	+22
Jari	185,9	-	-	+186
Outros	0,2	22,2	-99%	-22
<b>Empregados (#)</b>	<b>421</b>	<b>259</b>	<b>62%</b>	<b>+162</b>

Comercialização	9M12	9M11	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	34,3	32,4	5,8%	+2
Custos operacionais líquidos (1) (R\$ M)	0,9	3,6	-76%	-3
EBITDA (R\$ M)	33,5	28,8	16%	+5
Vendas electricidade (GWh)	8.150	7.555	7,9%	+595
Número de clientes (#)	233	121	93%	+112

O EBITDA da actividade de produção aumentou 13% no período, reflectindo: (i) a actualização dos CAE à inflação, (ii) elevado aumento do preço de mercado no seguimento do tempo seco, de R\$25,1/MWh nos 9M11 para R\$120,5/MWh nos 9M12 e (iii) contribuição negativa da central a carvão de Pécem (R\$23M) devido ao atraso do início da operação comercial.

O volume de electricidade vendida manteve-se estável. Os volumes estimados para o 4T12 são de 2.062 GWh que comparam com os 2.202 GWh no 4T11, no seguimento da alocação anual dos volumes contratados em PPA.

O preço médio de venda aumentou 6% nos 9M12 suportado sobretudo por uma 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 Pécem (720MW), a EDPB detém uma parceria de 50% com a MPX Mineração e Energia. As condições contratadas com o sistema Brasileiro de electricidade incluem a disponibilidade de uma capacidade instalada de 615MW a partir de Jan-12 por um prazo de 15 anos. Por motivos de força maior, a ANEEL aprovou a prorrogação da data de comissionamento e disponibilidade da central para 23-Jul-2012. 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\$23M no 3T12. A EDPB e a MPX enviaram uma carta à ANEEL, solicitando o melhoramento do repasse actual dos custos de aquisição de energia incorridos enquanto a central não estiver operacional. Entretanto, em 15-Out a primeira turbina iniciou os últimos testes, estando já a produzir electricidade, sendo que após esta fase irá começar a operação comercial. A segunda turbina encontra-se num estado mais atrasado tendo contudo começado já os testes de comissionamento. Pécem 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. Este projecto está financiado com dívida de longo prazo, que já está contratada.

Os custos com pessoal subiram 11%, reflectindo essencialmente a actualização salarial. Note-se que o aumento do número de empregados não está a ser reflectida num aumento de custos na parte relacionada com a força de trabalho de Pécem, já que estes estão a ser capitalizados.

As depreciações e amortizações líquidas caíram R\$10M para R\$113M dado que no 1T11 foram reconhecidos abates referentes a custos de desenvolvimento de projectos de pipeline da produção (biomassa).

O investimento operacional cresceu 70% atingindo os R\$466M. O investimento operacional de expansão representa 95%, dos quais 54% referem-se à construção da central a carvão de Pécem e 42% à central hídrica de Jari.

O aproveitamento hidroeléctrico 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 27,7MW médios já homologados pela ANEEL mas não contratados. O desembolso total será aprox. de R\$1,4MM. Em Ago-11, iniciaram-se os trabalhos preliminares de construção tendo em Out-11 sido emitidas obrigações no valor de R\$300M e contratado um empréstimo-ponte com o Banco do Brasil, no valor de R\$360M, ambos com uma maturidade de 2 anos e com um custo de 110,5% e 109% sobre a CDI, respectivamente. 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. O empréstimo-ponte contratado será totalmente amortizado com este empréstimo do BNDES. O projecto será financiado com aprox. 67% de dívida e 33% de capitais próprios.

A actividade de trading e comercialização é desempenhada pela subsidiária Enertrade no mercado livre através do fornecimento de energia a grandes clientes industriais sem incorrer em riscos materiais no mercado energético. Nos 9M12, o EBITDA cresceu 16% para R\$33M, fruto de: (i) compensação recebida de um cliente pelo cancelamento do contrato de energia e (ii) aumento do volume comercializado em 8% que foi mais do que compensado pela redução das margens unitárias devido ao aumento dos custos de aquisição de energia.

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



# Demonstrações de Resultados & Anexos

# Demonstração de Resultados por Área de Negócio



<b>9M12</b>	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	<b>Grupo EDP</b>
(€ M)							
<b>Margem Bruta</b>	<b>733,3</b>	<b>604,8</b>	<b>1.411,8</b>	<b>842,0</b>	<b>647,2</b>	<b>(139,2)</b>	<b>4.099,8</b>
Fornecimentos e serviços externos	60,3	196,3	315,9	183,5	129,6	(212,3)	673,3
Custos com pessoal	53,3	70,7	109,8	41,4	79,4	78,1	432,8
Custos com benefícios sociais	0,0	5,1	17,0	5,4	14,9	5,7	48,1
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	11,1	52,4	159,8	(63,0)	25,9	17,0	203,2
<b>Custos Operacionais</b>	<b>124,8</b>	<b>324,4</b>	<b>602,5</b>	<b>167,3</b>	<b>249,9</b>	<b>(111,5)</b>	<b>1.357,4</b>
<b>EBITDA</b>	<b>608,5</b>	<b>280,3</b>	<b>809,3</b>	<b>674,7</b>	<b>397,4</b>	<b>(27,7)</b>	<b>2.742,4</b>
Provisões	1,2	(2,2)	0,9	-	6,2	(2,7)	3,4
Depreciações e amortizações líquidas (1)	150,0	193,5	240,2	330,8	106,3	39,7	1.060,4
<b>EBIT</b>	<b>457,3</b>	<b>89,0</b>	<b>568,2</b>	<b>343,9</b>	<b>284,8</b>	<b>(64,6)</b>	<b>1.678,6</b>

<b>9M11</b>	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	<b>Grupo EDP</b>
(€ M)							
<b>Margem Bruta</b>	<b>745,8</b>	<b>609,7</b>	<b>1.353,3</b>	<b>689,2</b>	<b>805,5</b>	<b>(121,0)</b>	<b>4.082,5</b>
Fornecimentos e serviços externos	63,1	190,1	327,2	164,5	130,5	(225,2)	650,2
Custos com pessoal	58,4	69,2	110,7	39,7	76,4	71,2	425,6
Custos com benefícios sociais	0,0	6,9	15,7	2,7	10,5	10,3	46,1
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	1,7	64,1	100,1	(66,1)	33,8	51,9	185,6
<b>Custos Operacionais</b>	<b>123,3</b>	<b>330,3</b>	<b>553,7</b>	<b>140,9</b>	<b>251,2</b>	<b>(91,8)</b>	<b>1.307,5</b>
<b>EBITDA</b>	<b>622,5</b>	<b>279,4</b>	<b>799,6</b>	<b>548,3</b>	<b>554,3</b>	<b>(29,1)</b>	<b>2.775,0</b>
Provisões	1,7	(12,7)	2,8	(0,3)	14,7	(4,5)	1,7
Depreciações e amortizações líquidas (1)	145,0	182,5	259,2	309,3	108,8	48,1	1.052,9
<b>EBIT</b>	<b>475,8</b>	<b>109,6</b>	<b>537,5</b>	<b>239,4</b>	<b>430,8</b>	<b>(72,8)</b>	<b>1.720,4</b>

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

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



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T11	2T11	3T11	4T11	1T12	2T12	3T12	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	7,1%	0,7%
Receitas de gás	418,9	391,5	413,4	465,1	482,7	416,2	449,6	8,7%	8,0%
Outras Receitas	37,7	52,9	48,9	50,6	25,0	29,4	46,6	-4,8%	59%
<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>7,1%</b>	<b>2,0%</b>
Electricidade	2.032,0	1.633,9	1.711,3	1.943,2	2.284,3	1.888,0	1.956,0	14%	3,6%
Gás	334,9	299,4	326,8	366,9	390,6	322,5	331,8	1,5%	2,9%
Combustíveis	191,3	211,6	256,9	255,4	279,4	217,3	245,7	-4,4%	13%
Materiais diversos e mercadorias	25,4	26,7	29,1	39,4	20,1	22,0	32,5	12%	48%
<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>10%</b>	<b>4,7%</b>
Rédito associado a activos afectos a concessões	86,3	109,2	113,4	131,7	94,3	84,6	106,9	-5,7%	26%
Encargos com activos afectos a concessões	(86,3)	(109,2)	(113,4)	(131,7)	(94,3)	(84,6)	(106,9)	5,7%	-26%
<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>1,2%</b>	<b>-3,0%</b>
Fornecimentos e serviços externos	208,3	212,8	229,1	250,9	216,3	229,3	227,7	-0,6%	-0,7%
Custos com pessoal	147,2	145,4	139,6	141,4	154,5	140,2	138,1	-1,1%	-1,5%
Custos com benefícios sociais	9,1	19,4	11,1	21,7	15,0	20,5	12,5	13%	-39%
Outros custos operacionais (líquidos)	36,0	64,4	85,2	(40,6)	48,4	79,9	74,9	-12%	-6,4%
<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>-2,5%</b>	<b>-3,6%</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>3,3%</b>	<b>-2,8%</b>
Provisões	2,4	18,0	(18,7)	(1,0)	3,0	3,8	(3,3)	82%	-
Depreciações e amortizações líquidas (2)	358,0	346,2	348,7	434,6	350,3	353,7	356,5	2,2%	0,8%
<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>0,9%</b>	<b>-3,8%</b>
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	0,2	10,1	(0,1)	10,6	(0,0)	2,9	(0,0)	100%	-
Resultados financeiros	(156,1)	(154,8)	(235,0)	(169,4)	(166,8)	(186,2)	(162,6)	31%	13%
Resultados em associadas	5,8	6,0	5,6	2,0	3,6	6,8	7,0	24%	2,3%
<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>29%</b>	<b>0,2%</b>
IRC e Impostos diferidos	123,4	97,1	21,7	18,2	79,0	79,9	114,2	427%	43%
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	-5,8%	-12%
<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>-1,0%</b>	<b>-13%</b>
Interesses não controláveis	54,5	48,1	33,7	71,0	70,7	23,2	21,6	-36%	-7,0%

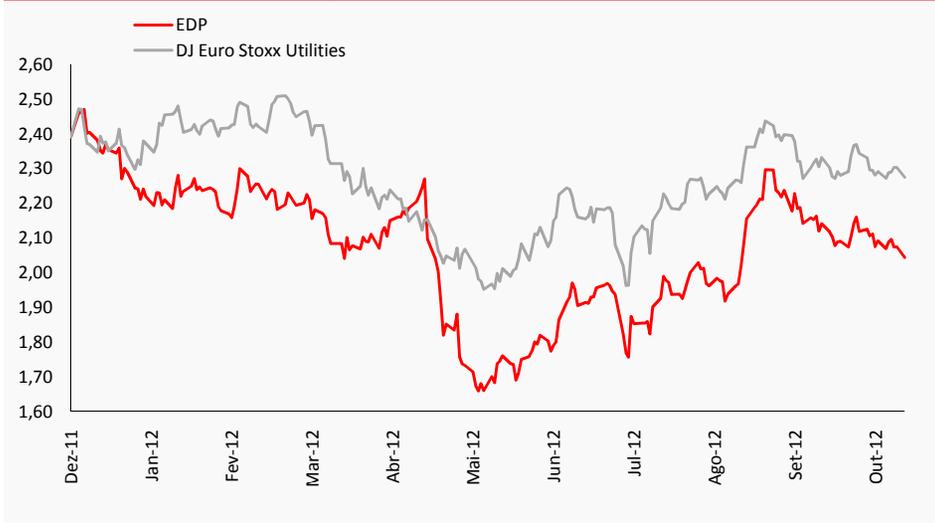
(1) A partir de Set-11, a EDP alterou a sua política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: os respectivos montantes, que então contabilizados como custos operacionais passaram a ser contabilizados ao nível dos resultados financeiros.

(2) 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
- Fev-27:** Indicação de representantes para o Conselho Geral e de Supervisão pela Cajastur Inversiones, José de Mello Energia and Senfora
- Mar-13:** Indicação de Representantes para o Conselho Geral e de Supervisão pela Sonatrach e Parública
- Abr-3:** Fitch coloca Utilities com exposição a Espanha sob vigilância negativa
- Abr-17:** Assembleia Geral Anual
- Mai-4:** EDP emite obrigações para o mercado de retalho através de oferta pública, no montante de 250 milhões de euros a 3 anos
- Mai-7:** Comunicação de participação qualificada do Barclays
- 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-14:** Comunicação de participação qualificada da JP Morgan Chase
- 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
- Mai-24:** Comunicação de diminuição de participação qualificada pelo Barclays e JP Morgan Chase
- 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

EDP em Bolsa	YTD	52W 05-11-2012	2011
--------------	-----	-------------------	------

### Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	2,043	2,043	2,391
Max	2,484	2,518	2,920
Min	1,628	1,628	1,984
Média	2,065	2,104	2,488

### Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	2.507	2.999	4.300
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	11	11	17
Volume Transaccionado (milhões de acções)	1.214	1.425	1.728
Volume Médio Diário (milhões de acções)	5,5	5,5	6,6

Dados Acções EDP	9M12	9M11	Δ %
------------------	------	------	-----

Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	32,1	32,3	-0,4%

# EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade



Capacidade Instalada - MW (1)	9M12	9M11	Δ MW	Δ %	Produção de Electricidade (GWh)	9M12	9M11	Δ GWh	Δ %
<b>CAE/CMEC</b>	<b>6.220</b>	<b>6.220</b>	-	<b>0,0%</b>	<b>CAE/CMEC</b>	<b>8.973</b>	<b>12.097</b>	<b>-3.124</b>	<b>-26%</b>
Hídrico	4.094	4.094	-		Hídrico	2.300	7.476	-5.176	-69%
Fio de água	1.860	1.860	-		Fio de água	1.866	5.225	-3.359	
Albufeira	2.234	2.234	-		Albufeira	434	2.251	-1.817	
<b>Carvão</b>	<b>1.180</b>	<b>1.180</b>	-		<b>Carvão</b>	<b>6.670</b>	<b>4.625</b>	<b>2.045</b>	<b>44%</b>
Sines	1.180	1.180	-		Sines	6.670	4.625	2.045	
<b>Fuel</b>	<b>946</b>	<b>946</b>	-		<b>Fuel</b>	<b>3</b>	<b>-4</b>	<b>7</b>	<b>-</b>
Setúbal	946	946	-		Setúbal	3	-4	7	
Carregado	-	-	-		Carregado	-	-	-	
<b>Regime Especial (Ex-Eólico)</b>	<b>466</b>	<b>469</b>	<b>-3</b>	<b>-</b>	<b>Regime Especial (Ex-Eólico)</b>	<b>1.634</b>	<b>1.773</b>	<b>-139</b>	<b>-8%</b>
Mini-Hídricas	157	160	-3		Mini-Hídricas	147	347	-200	
Cogeração+Resíduos	275	275	-		Cogeração+Resíduos	1.333	1.279	54	
Biomassa	35	35	-		Biomassa	153	147	6	
<b>Produção Liberalizada de Electricidade</b>	<b>6.864</b>	<b>7.137</b>	<b>-273</b>	<b>-3,8%</b>	<b>Produção Liberalizada de Electricidade</b>	<b>9.379</b>	<b>11.762</b>	<b>-2.383</b>	<b>-20%</b>
Hídrico	1.347	910	437		Hídrico	1.373	1.403	-30	-2,2%
Portugal	921	484	437		Portugal	918	915	3	
Espanha	426	426	-		Espanha	455	488	-33	
<b>Carvão</b>	<b>1.460</b>	<b>1.460</b>	-		<b>Carvão</b>	<b>4.831</b>	<b>3.727</b>	<b>1.104</b>	<b>30%</b>
Aboño I	342	342	-		Aboño I	1.475	551	924	
Aboño II	536	536	-		Aboño II	2.240	2.316	-76	
Soto Ribera II	236	236	-		Soto Ribera II	320	14	307	
Soto Ribera III	346	346	-		Soto Ribera III	797	847	-50	
<b>CCGT</b>	<b>3.736</b>	<b>3.736</b>	-	<b>0%</b>	<b>CCGT</b>	<b>2.284</b>	<b>5.759</b>	<b>-3.475</b>	<b>-60%</b>
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-		Ribatejo (3 grupos)	181	966	-785	
Lares (2 grupos)	863	863	-		Lares (2 grupos)	1.049	2.493	-1.444	
Castejón (2 grupo)	843	843	-		Castejón (2 grupo)	560	811	-251	
Soto IV (1 grupo)	426	426	-		Soto IV (1 grupo)	402	1.181	-780	
Soto V (1 grupo)	428	428	-		Soto V (1 grupo)	93	309	-216	
<b>Nuclear</b>	<b>156</b>	<b>156</b>	-		<b>Nuclear</b>	<b>891</b>	<b>872</b>	<b>18</b>	<b>2,1%</b>
Trillo	156	156	-		Trillo	891	872	18	
<b>Fuel</b>	<b>165</b>	<b>875</b>	<b>-710</b>		<b>Fuel</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-0</b>	
Tunes + Carregado	165	875	-710		Tunes + Carregado	0	0	-0	
<b>Eólico (Maior detalhe na página 16)</b>	<b>7.388</b>	<b>6.959</b>	<b>429</b>	<b>6,2%</b>	<b>Eólico</b>	<b>13.345</b>	<b>11.975</b>	<b>1.370</b>	<b>11%</b>
Europa	3.738	3.553	185		Europa	5.977	5.240	738	
EUA	3.567	3.323	244		EUA	7.204	6.632	572	
Brasil	84	84	-		Brasil	164	103	61	
<b>Brasil (Ex-Eólico)</b>	<b>1.794</b>	<b>1.790</b>	<b>4</b>	<b>0,2%</b>	<b>Brasil (Ex-Eólico)</b>	<b>5.890</b>	<b>5.671</b>	<b>219</b>	<b>3,9%</b>
Hídrico	1.794	1.790	4	0,2%	Hídrico	5.890	5.671	219	3,9%
Lajeado	903	903	-		Lajeado	2.703	2.659	45	
Peixe Angical	499	499	-		Peixe Angical	1.965	1.849	116	
Energest	393	389	4		Energest	1.221	1.163	58	
<b>TOTAL</b>	<b>22.733</b>	<b>22.576</b>	<b>156</b>	<b>0,7%</b>	<b>TOTAL</b>	<b>39.220</b>	<b>43.278</b>	<b>-4.058</b>	<b>-9,4%</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)	9M12	9M11	Δ GWh	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>33.248</b>	<b>34.879</b>	<b>-1.631</b>	<b>-4,7%</b>
Muito Alta Tensão	1.411	1.305	107	8,2%
Alta / Média Tensão	15.387	15.736	-349	-2,2%
Baixa Tensão	16.449	17.838	-1.389	-7,8%
<b>Espanha</b>	<b>6.791</b>	<b>7.220</b>	<b>-429</b>	<b>-5,9%</b>
Alta / Média Tensão	5.001	5.365	-364	-6,8%
Baixa Tensão	1.790	1.855	-65	-3,5%
<b>Brasil</b>	<b>18.621</b>	<b>18.457</b>	<b>164</b>	<b>0,9%</b>
Clientes Livres	6.976	7.076	-100	-1,4%
Industrial	3.048	3.229	-181	-5,6%
Residencial, Comercial & Outros	8.597	8.152	445	5,5%
<b>TOTAL</b>	<b>58.660</b>	<b>60.555</b>	<b>-1.895</b>	<b>-3,1%</b>

Clientes Ligados (mil)	9M12	9M11	Δ Abs.	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>6.107</b>	<b>6.154</b>	<b>-46,8</b>	<b>-0,8%</b>
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	-0,0	-0,2%
Baixa Tensão Especial	34	34	-0,3	-0,9%
Baixa Tensão	6.049	6.096	-46,4	-0,8%
<b>Espanha</b>	<b>657</b>	<b>655</b>	<b>2,1</b>	<b>0,3%</b>
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	1,1%
Baixa Tensão	656	654	2,1	0,3%
<b>Brasil</b>	<b>2.904</b>	<b>2.808</b>	<b>95,6</b>	<b>3,4%</b>
Bandeirante	1.581	1.534	47,3	3,1%
Escelsa	1.323	1.274	48,3	3,8%
<b>TOTAL</b>	<b>9.667</b>	<b>9.616</b>	<b>50,9</b>	<b>0,5%</b>

Redes	9M12	9M11	Δ Abs.	Δ %
<b>Extensão das redes (Km)</b>	<b>333.737</b>	<b>330.327</b>	<b>3.411</b>	<b>1,0%</b>
Portugal	224.083	222.239	1.844	0,8%
Espanha	22.912	22.585	327	1,4%
Brasil	86.742	85.503	1.239	1,4%
<b>Perdas (% da electricidade distribuída)</b>				
Portugal (1)	-9,3%	-7,8%	-1,5 pp	
Espanha	-4,0%	-3,4%	-0,6 pp	
Brasil				
Bandeirante	-10,4%	-10,3%	-0,1 pp	
Técnicas	-5,5%	-5,5%	0,0 pp	
Comerciais	-4,9%	-4,8%	-0,1 pp	
Escelsa	-12,7%	-13,2%	0,5 pp	
Técnicas	-7,3%	-7,7%	0,3 pp	
Comerciais	-5,3%	-5,6%	0,2 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	9M12	9M11	Δ GWh	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>5.520</b>	<b>5.296</b>	<b>224</b>	<b>4,2%</b>
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	716	1.426	-710	-50%
Média Pressão (P > 4 Bar)	4.784	3.852	932	24%
GPL	20	18	2	13%
<b>Espanha</b>	<b>42.866</b>	<b>35.396</b>	<b>7.469</b>	<b>21%</b>
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	7.084	6.589	495	7,5%
Média Pressão (P > 4 Bar)	35.782	28.808	6.974	24%
<b>TOTAL</b>	<b>48.386</b>	<b>40.692</b>	<b>7.694</b>	<b>18,9%</b>

Pontos de Abastecimento (mil)	9M12	9M11	Δ Abs.	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>285,4</b>	<b>264,4</b>	<b>21,0</b>	<b>8,0%</b>
Finais	265,1	263,6	1,6	0,6%
Acesso	20,3	0,8	19,5	2518%
<b>Espanha</b>	<b>1.004,0</b>	<b>989,3</b>	<b>14,6</b>	<b>1,5%</b>
Finais	-	-	-	-
Acesso	1.004,0	989,3	14,6	1,5%
<b>TOTAL</b>	<b>1.289,4</b>	<b>1.253,7</b>	<b>35,7</b>	<b>2,8%</b>

Redes	9M12	9M11	Δ Abs.	Δ %
<b>Extensão das redes (Km)</b>	<b>14.560</b>	<b>14.059</b>	<b>502</b>	<b>3,6%</b>
Portugal	4.269	4.005	264	6,6%
Espanha	10.292	10.054	238	2,4%
Distribuição	9.846	9.634	212	2,2%
Transporte	446	420	26	6,2%

# EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



## Principais Acontecimentos 3T12

**Jul:** EDP Bandeirante ganha o Prémio Abradee 2012 na categoria “Evolução de Desempenho”, prémio que premeia as melhores práticas das empresas do sector energético Brasileiro

**Jul:** Atribuição do Prémio EDP Empreendedor Sustentável (2ª edição), contribuindo para a criação de 38 novas empresas nos 5 concelhos abrangidos pelo aproveitamento hidroeléctrico do Baixo Sabor

**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*

**Set:** EDP no Brasil recebe selo “Empresa Amiga da Criança” atribuído pela Fundação Abring, reafirmando as certificações que reconhecem as responsabilidades socioculturais da empresa

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

	9M12	9M11	Δ %
<b>Índice de Sustentab.</b>	<b>127</b>	<b>129</b>	<b>-1,6%</b>
Comp. Ambiental Peso %	145 36%	149 36%	-2,5%
Comp. Económica Peso %	112 33%	113 33%	-0,8%
Comp. Social Peso %	123 31%	125 31%	-1,1%

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

	9M12	9M11	Δ %
<b>Valor Económico (€M)(1)</b>			
Directo Gerado	12.890	12.014	7,3%
Distribuído	11.453	10.596	8,1%
Acumulado	1.437	1.418	1,3%

## Métricas Sociais

	9M12	9M11	Δ %
<b>Empregados (c)</b>	<b>12.297</b>	<b>12.080</b>	<b>1,8%</b>
<b>Formação (horas formanc)</b>	<b>323.806</b>	<b>314.877</b>	<b>2,8%</b>
<b>Acidentes em Serviço</b>	<b>25</b>	<b>31</b>	<b>-19,4%</b>
Ind. Frequência EDP (Tf)	121	178	-32%
Ind. Gravidade EDP (Tg)	1,60	1,92	-16,7%
Ind. Freq. EDP+PSE(f) (Tf)	3,65	3,80	-4%

## Métricas Ambientais

	9M12	9M11	Δ %
<b>Emissões Atmosféricas (kt) (a)</b>			
CO2	13.598,6	12.278,4	11%
NOx	11,2	11,3	-1%
SO2	12,1	5,1	135%
Partículas	0,530	0,494	7%
<b>Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)</b>			
CO2	340,62	279,16	22%
NOx	0,28	0,26	9%
SO2	0,30	0,12	159%
<b>Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)</b>			
Emissões directas (Âmbito 1)	13.630	12.309	11%
Emissões indirectas (Âmbito 2)	1.141	713	60%
<b>Consumo de Energia Primária (TJ) (b)</b>	<b>147.357</b>	<b>141.352</b>	<b>4%</b>
<b>Capacidade Líquida Max. Certificada (%)</b>	<b>72%</b>	<b>70%</b>	<b>2 p.p.</b>
<b>Utilização de Água (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>	<b>1.086.912</b>	<b>1.017.244</b>	<b>7%</b>
<b>Total Resíduos (t) (e)</b>	<b>488.063</b>	<b>385.515</b>	<b>27%</b>
<b>Despesas Ambientais (€ mil)</b>	<b>44.084</b>	<b>44.364</b>	<b>-1%</b>
<b>Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)</b>	<b>210,7</b>	<b>0,0</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 (1,593 GWh: 9M12 vs. 1,577 GWh: 9M11)

(e) Resíduos encaminhados para destino final.

(f) PSE: Prestadores de Serviços Externos

## Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (ktCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (d) (GWh)	
	9M12	9M11	9M12	9M11	9M12	9M11
<b>PPA/CMEC</b>	<b>6.004</b>	<b>4.232</b>	<b>0,90</b>	<b>0,92</b>	<b>6.673</b>	<b>4.621</b>
Carvão	5.988	4.222	0,90	0,91	6.670	4.625
Fuel Oil & Gás Natural	16	10	-	-	3	(4)
<b>Produção Liberalizada</b>	<b>6.664</b>	<b>7.141</b>	<b>0,94</b>	<b>0,75</b>	<b>7.115</b>	<b>9.487</b>
Carvão	5.747	4.907	1,19	1,32	4.831	3.727
CCGT	917	2.234	0,40	0,39	2.284	5.759
<b>Regime Especial</b>	<b>931</b>	<b>905</b>	<b>0,30</b>	<b>0,30</b>	<b>3.080</b>	<b>3.003</b>
<b>Produção Térmica</b>	<b>13.599</b>	<b>12.278</b>	<b>0,81</b>	<b>0,72</b>	<b>16.868</b>	<b>17.111</b>
<b>Produção Livre de Emissões de CO2</b>					<b>23.055</b>	<b>26.872</b>
<b>Total Emissões de CO2</b>			<b>0,34</b>	<b>0,28</b>	<b>39.923</b>	<b>43.983</b>

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

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