



Resultados 1S12

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
Site: www.edp.pt

Lisboa, 26 de Julho de 2012

Performance Financeira Consolidada

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

Áreas de Negócio

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

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

As demonstrações financeiras do Grupo EDP para o 1S12 reflectem uma alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: os respectivos montantes, contabilizados como custos operacionais no 1S11 são agora contabilizados ao nível dos resultados financeiros.

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

Destaques



Demonstração Resultados (€ M)	1S12	1S11*	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.789	2.788	0,1%	+25
Fornecimentos e serviços externos	446	421	5,8%	+25
Custos com pessoal	295	293	0,7%	+2
Custos com benefícios sociais	36	73	-52%	-38
Outros custos operacionais (líquidos)	128	100	28%	+28
Custos Operacionais Líquidos (1)	904	887	1,9%	+17
EBITDA	1.885	1.900	-0,8%	-15
Provisões	7	20	-67%	-14
Depreciações e amortiz. líquidas (2)	704	704	-0,0%	-0
EBIT	1.174	1.176	-0,1%	-1
Result. da alienação de act. financ.	3	10	-72%	-8
Resultados financeiros	(353)	(266)	-33%	-87
Resultados em associadas	10	12	-11%	-1
Resultado Antes de Impostos	835	932	-10%	-97
IRC e Impostos diferidos	159	220	-28%	-62
Operações em descontinuação	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	676	711	-5,0%	-36
Accionistas da EDP	582	609	-4,4%	-27
Interesses não controláveis	94	103	-8,5%	-9

Dados-chave Operacionais	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12.292	12.124	1,4%	+168
Capacidade instalada (MW)	22.514	22.505	0,0%	+9

Dados-chave Financeiros (€ M)	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
FFO	1.468	1.444	1,7%	+25
Investimento operacional	690	845	-18%	-155
Manutenção	288	310	-7,2%	-22
Expansão	402	535	-25%	-133
Investimentos financeiros Líquidos	43	232	-82%	-189

Dados-chave de Balanço (€ M)	Jun-12	Dez-11	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	7.927	8.110	-2,3%	-183
Dívida líquida	18.019	16.948	6,3%	+1.070
Receb. futuros da actividade regulada	2.311	1.647	40%	+663
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,8x	4,5x	-	0,3x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	4,2x	4,1x	-	0,1x

O EBITDA consolidado no 1S12 ficou quase em linha com 1S11 (-0,8% vs. 1S11), em €1.885M, na medida em que o acréscimo na actividade eólica (+€94M) não foi suficiente para compensar a queda no Brasil (-€95M), nas actividades liberalizadas e contratadas de longo prazo na P. Ibérica (-€10M cada). A evolução do EBITDA reflecte um ganho não recorrente registado no 1S11 (€27M decorrente da venda de activos de transporte à REE) e uma alteração à política contabilística relativa ao custo dos juros e retorno estimado dos activos associados ao fundo de pensões: estes montantes, contabilizados como custos operacionais no 1S11 (€45M), são agora contabilizados ao nível de resultados financeiros (€46M no 1S12). Excluindo estes impactos, o EBITDA no 1S12 recuou 1,7%.

No 1S12, 60% do **EBITDA consolidado foi gerado pelas operações intencionais**. Adicionalmente, 90% do EBITDA teve origem em actividades contratadas a longo prazo e reguladas, reflectindo o perfil de baixo risco operacional. Em termos regulatórios, é de salientar a visibilidade regulatória trazida: (i) à distribuição de electricidade em Portugal (17% do EBITDA) no período 2012-14 pela revisão regulatória de Dez-11; e (ii) ao enquadramento operacional em Portugal proporcionado pelas alterações introduzidas pelo Governo Português em Mai-12, visando a garantia de potência, cogeração e CMECs.

Os custos operacionais líq.⁽¹⁾ subiram 1,9% (+€17M), para €904M no 1S12, impulsionados por uma subida de €28M nos outros custos operacionais fruto de um ganho de €27M obtido na venda de activos à REE no 1S11. Por sua vez, os custos operacionais caíram 1% para €776M no 1S12, já que o impacto da já mencionada alteração de política contabilística (-€45M no 1S11) anulou o do crescimento de actividade e cambial na EDPR (+€16M vs. 1S11).

O EBIT manteve-se estável em €1.174M, suportado por provisões inferiores no Brasil e por amortizações líquidas estáveis. As **amortizações líquidas** no 1S12 mantiveram-se quase inalteradas, devido ao impacto misto de extensão da vida útil dos parques eólicos e do comissionamento de novos investimentos. **Os resultados financeiros**, -€353M no 1S12, reflectem essencialmente: i) uma subida do custo médio de dívida (de 3,9% para 4,0%); ii) uma dívida líquida média 5% mais alta; e iii) -€46M da alteração na contabilização dos custos com o fundo de pensões. O imposto sobre o rendimento caiu €62M vs. 1S11, suportado por itens não recorrentes no 1S12. Os **interesses não controláveis** caíram 8% para €94M no 1S12, fruto da queda nos resultados da EDP Brasil. O **resultado líquido no 1S12 cifrou-se em €582M**, ficando 4,4% abaixo do 1S11.

A **dívida líquida a Jun-12** ascendeu a €18MM (+€1,1bn vs. Dez-11), impulsionada por: (i) +€0,7MM pagos em dividendos, (ii) +€0,7MM de recebimentos futuros relacionados com actividades reguladas suportado por Portugal (+€0,5MM na distribuição, +€0,1MM nos CMEC); e (iii) €0,4MM de investimento em expansão. O FFO cresceu 2% suportado por menores impostos sobre o rendimento. Até Jun-12, a EDP despendeu €2,0MM em 2,9GW 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 4,2x em Jun-12, penalizado pelo investimento acumulado em capacidade em construção.

Em Mar-12, a EDP executou uma estrutura de "project finance" de €177M para 125MW de capacidade eólica em Espanha. Em Mai-12, realizou uma emissão de retallo de €250M com maturidade de 3 anos e um cupão de 6%. Em Jun-12, a EDP reembolsou uma emissão de €500M que pagava um cupão fixo de 4,25%. **A Jun-12, a EDP detinha uma posição total de caixa e de linhas de crédito disponíveis no valor de €2,9MM**. No âmbito da parceria com a China Three Gorges (CTG): (i) a CTG comprometeu-se a comprar posições minoritárias equivalentes a 1,5GW em parques eólicos, num valor aproximado de €2MM (€800M nos primeiros 12 meses após a conclusão da compra); (ii) a EDP obteve o compromisso de uma instituição financeira chinesa para contratar uma linha de crédito de €2MM por um prazo até 20 anos, sendo que foram recentemente acordados os termos para a disponibilização de uma primeira tranche de €1,0MM; (iii) os 2 grupos desenvolverão novos projectos em parceria. Ajustada destes efeitos, **a nossa posição de liquidez é suficiente para cobrir as nossas necessidades de financiamento até meados de 2015**.

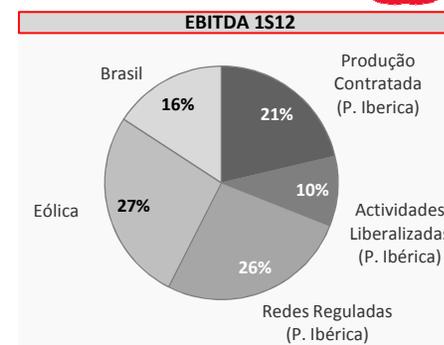
Em 20 de Julho, a EDP acordou vender a rede de transmissão de gás em Espanha por um valor total de €262,5M.

* Nota: As demonstrações financeiras do 1S11 correspondem aos valores reportados no 1S11. Deste modo, excluem a alteração contabilística nos custos com fundos de pensões; (1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSEs + Custos Pessoal + Custos benef. Sociais) + Outros custos oper. (Liq.); (2) Deprec. e amortizações líquidas de compensação de amortizações de activos subsidiados (3) Excluindo recebimentos futuros relacionados a act. regulada.

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.	1T11	2T11	3T11	4T11	1T12	2T12	3T12	4T12
Produção Contratada LP	402,3	412,6	-2,5%	-10	203,0	209,6	197,8	213,8	197,0	205,3	-	-
Actividades Liberalizadas	182,1	192,1	-5,2%	-10	120,4	71,6	105,6	94,8	94,5	87,5	-	-
Redes Reguladas P. Ibérica	520,0	524,4	-0,8%	-4	275,0	249,3	277,0	298,5	274,9	245,0	-	-
Eólico	503,5	409,2	23%	+94	220,1	189,1	139,1	252,4	263,5	240,1	-	-
Brasil	297,9	392,4	-24%	-95	198,2	194,3	161,9	127,4	177,4	120,5	-	-
Outros	(20,8)	(30,3)	-	+10	(8,6)	(21,7)	(6,8)	(6,4)	(3,9)	-16,9	-	-
Consolidado	1.885,1	1.900,4	-0,8%	-15	1.008,2	892,2	874,6	980,6	1.003,5	881,6	-	-



O EBITDA do Grupo EDP ascendeu a €1.885M (-0,8% vs. 1S11), reflectindo um ganho não recorrente no 1S11 (+€27M decorrente da venda de activos de transporte à REE) e uma alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e ao retorno estimado dos activos associados ao fundo de pensões: estes montantes, contabilizados como custos operacionais no 1S11 (€45M), são agora contabilizados como custos financeiros (1S12: €46M). Ajustado destes efeitos, o EBITDA recuou 1,7% vs. 1S11, já que os ganhos na actividade eólica (+€94M) foram mais do que compensada pelos decréscimos no Brasil (-€95M), nas actividades liberalizadas e na produção contratada na P. Ibérica (-€10M cada). O impacto de variações cambiais no EBITDA foi negligenciável no 1S12 (-€2M).

PRODUÇÃO CONTRATADA DE L.P. NA P. IBÉRICA - O EBITDA da produção contratada de LP caiu 2,5% vs. 1S11, para €402M no 1S12, uma vez que o impacto negativo da redução de produção nas nossas centrais mini-hídricas (-58% decorrente de tempo extremamente seco, em especial no 1T12) e natural depreciação da base de activos, foram quase totalmente compensados pelo impacto positivo de uma inflação mais alta, disponibilidade das nossas centrais acima de níveis contratados, comissionamento do equipamento de desnitrificação em Sines e da já mencionada alteração contabilística.

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P.I. - O EBITDA ascendeu a €182M no 1S12 (-5% vs. 1S11), suportado pela estabilidade na actividade de electricidade e por uma queda na margem bruta do negócio de comercialização de gás (-€16M). No negócio de electricidade, a margem bruta manteve-se estável no 1S12, em €373M, reflectindo o impacto misto de: (i) volume vendido 8% mais baixo (essencialmente fruto de uma redução nas vendas em mercado grossista em Portugal), menores ganhos com coberturas de electricidade e um custo médio da electricidade vendida 9% mais alto (decorrente de uma menor contribuição de produção hídrica, actividade de bombagem mais intensa, custos com combustíveis mais elevados e um custo de electricidade mais alto), por um lado; e (ii) um preço médio de venda realizado 11% superior (decorrente de uma maior contribuição unitária de serviços de sistema e de preços de venda a clientes de retalho mais altos) e uma subida de outros proveitos (nomeadamente de garantia de potência em Espanha), por outro lado. A redução na margem bruta de gás deriva de uma descida de 3% no volume de gás comercializado (suportada pelas operações em Portugal) e, bem assim, da contracção da margem média unitária, justificada pelo aumento de custos de gás e forte concorrência.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA - O EBITDA ascendeu a €520M (-1% vs. 1S11) penalizado pelo impacto líquido de: (i) venda de activos de transmissão à REE (+€27M no 1T11), (ii) mais valia da venda de um terreno a uma empresa do grupo (+€21M no 2T11 sem impacto ao nível do consolidado) e (iii) a já mencionada alteração da política contabilística (-€30M no 1S11). Excluindo estes impactos, o EBITDA cresceu 3% (+€14M) suportado por um aumento dos proveitos regulados da distribuição de electricidade em Portugal decorrente da subida da taxa de retorno de 8,56% para 10,3% (melhor previsão com base na evolução média dos CDS 5 anos de Portugal), os quais mais que compensaram a queda de 7% dos proveitos regulados da distribuição de electricidade em Espanha devido às recentes alterações regulatórias em Espanha (RDL 13/2012).

EÓLICO - O EBITDA da EDPR subiu 23% (+€94M) para €504M no 1S12, reflectindo um aumento de 4% da capacidade instalada (+282MW para 7.169MW a Jun-12), um factor médio de utilização de 32% (+1pp vs. 1S11), e um preço médio de venda superior (+10% para €61/MWh, explicado por um aumento dos preços generalizado e por aumento do peso da electricidade produzida na Europa, vendida a preços acima da média do portfólio. **Os principais motores de crescimento da EBITDA foram: (1) EUA (+€36M)**, reflectindo um impacto cambial positivo (+€15M decorrente de apreciação de 8% do USD vs. EUR), adições de capacidade (+144MW), um factor médio de utilização superior (+1pp para 38%) e um aumento do preço médio de venda (+3% para USD46/MWh); **(2) o mercado Europeu não Ibérico (+€33M)**, reflexo da adição de 101MW de nova capacidade, de um factor médio de utilização 2pp mais alto (em 25%) e de um preço médio de venda 11% mais alto (em €106/MWh); e **(3) Espanha (+€29M)**, incluindo resultados de coberturas, suportado por 21MW de nova capacidade, um factor médio de utilização superior (+1pp para 28%) e um preço médio de venda mais alto (+7% para €88/MWh). **Em Portugal, o EBITDA subiu 5% (+€3M)**, impulsionado por novas adições de capacidade (+16MW), um factor médio de utilização estável (em 27%) e um preço médio de venda 5% mais alto (em €107/MWh).

BRASIL - A contribuição da EDP Brasil para o EBITDA caiu 24% (-€95M) no 1S12 (vs. 1S11), reflectindo um impacto cambial desfavorável (-€16M devido a uma depreciação do BRL face ao EUR de 5%) e uma queda de 20% (-R\$179M) no EBITDA em moeda local. A evolução do EBITDA em moeda local foi suportada pelo impacto negativo de desvios tarifários na distribuição (-R\$222M, de +R\$36M no 1S11 para -R\$186M no 1S12) e pelo congelamento das tarifas da Bandeirante entre Out-11 e Out-12. Este impacto foi parcialmente compensado pelo negócio de produção, beneficiando de uma alocação mais favorável de volumes contratados no 1S12 (vs. 1S11).

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Provisões & Amortizações (€ M)	1S12	1S11*	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.885,1	1.900,4	-0,8%	-15
Provisões	6,8	20,4	-67%	-14
Amortizações	717,1	724,1	-1,0%	-7
Compensações de amortizações	(13,1)	(19,9)	34%	+7
EBIT	1.174,4	1.175,7	-0,1%	-1

As **amortizações líquidas** (da compensação pelos activos subsidiados) permaneceram constantes no 1S12, uma vez que a extensão da vida útil dos parques eólicos (de 20 para 25 anos, em Jun-11), que teve um impacto de €27M desde o 1S11, foi compensado: (i) pela expansão da capacidade instalada na EDPR; (ii) por nova capacidade hídrica em Portugal, bem como por um maior número de horas de funcionamento das nossas centrais a carvão em Espanha; e (iii) pelo comissionamento do equipamento de desnitrificação na nossa central a carvão de Sines em Portugal.

As **provisões** diminuiram €14M no 1S12 na maioria devido ao reconhecimento no 1S11 de uma provisão referente a um processo judicial com um cliente no Brasil no montante de €11M.

Resultados Financeiros (€ M)	1S12	1S11*	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(343,2)	(314,2)	-9,2%	-29
Custos financeiros capitalizados	67,7	72,2	-6,2%	-4
Diferenças de câmbio e derivados	(30,8)	(7,8)	-296%	-23
Rendimentos de participações de capital	4,9	3,2	53%	+2
Unwinding c/ resp. pensões e actos médicos	(46,0)	-	-	-46
Outros ganhos e perdas financeiros	(5,6)	(19,5)	71%	+14
Resultados Financeiros	(353,0)	(266,1)	-33%	-87

Resultados Financeiros:

a) Os **juros financeiros líquidos** suportados aumentaram 9% para €343M no 1S12 no seguimento de: (i) aumento de c10pb do custo médio da dívida de 3,9% no 1S11 para 4,0% no 1S12 e (ii) aumento de 5% da dívida líquida média.

b) Os **custos financeiros capitalizados** recuaram 6% reflectindo uma diminuição no nível de trabalhos em curso, nomeadamente na EDP Renováveis.

c) As **perdas com diferenças de câmbio e derivados** aumentaram €23M para uma perda de €31M no 1S12, devido a maiores perdas cambiais e com derivados relacionados com a apreciação do Dólar face ao Euro.

d) O **unwinding com responsabilidades com pensões e actos médicos** atingiu os €46M. De notar que as demonstrações financeiras do Grupo EDP do 1S12 reflectem uma alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: os respectivos montantes, que no 1S11 foram contabilizados como custos operacionais são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros (€46M no 1S12 vs. €45M no 1S11).

e) Os **outros ganhos e perdas financeiros** reflectem essencialmente imparidades na nossa participação no BCP, nos montantes de €18M no 1S11 e €5M no 1S12.

Ganhos/(Perdas) Emp. Associadas (€ M)	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
CEM (21%) - China/Macau	4,9	5,6	-13%	-1
Setgás (20%)	1,3	1,5	-11%	-0
EDP Renováveis (subsidiárias)	3,6	3,4	7,1%	+0
Outros	0,7	1,3	-51%	-1
Ganhos/(Perdas) Empresas Associadas	10,5	11,8	-11%	-1

Ganhos/(Perdas) Alien. Act. Financ. (€ M)	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Ganhos/(Perdas) Alien. Activos Financ.	2,9	10,4	-72%	-8

Ganhos e perdas em empresas associadas: A rubrica 'EDP Renováveis (subsidiárias)' inclui essencialmente a participação na ENEOP em Portugal (€2,1M no 1S12) e no parque eólico em Espanha Sierra del Madero (€0,8M no 1S12).

Ganhos e perdas em alienações de activos financeiros diminuiram €8M devido ao ganho de capital registado no 1S11 associado à alienação pela EDPR da sua participação de 16,7% na SEASA (€9M).

Imposto sobre o rendimento: diminuiu €62M devido a impactos não recorrentes no 1S12.

Taxa Imposto (€ M)	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Resultados Antes de Impostos	834,7	931,8	-10%	-97
IRC e impostos diferidos	158,9	220,5	-28%	-62
Taxa de imposto efectiva (%)	19,0%	23,7%	-4,6 pp	-
Ganhos/(perdas) alien. operações descent.	-	-	-	-

Os **interesses não controláveis** diminuiram 8% para €94M no 1S12, no seguimento da diminuição do resultado líquido da EDP Brasil, parcialmente compensado pela redução da nossa participação na EDP Brasil de 65% para 51% em Jul-11 e pelo aumento do resultado líquido na EDPR.

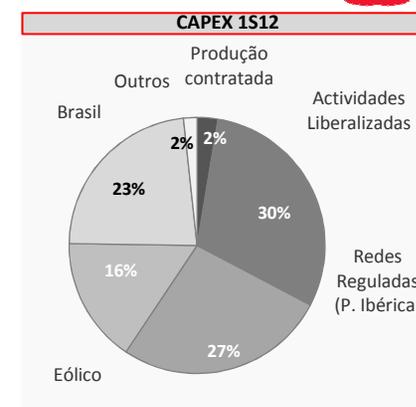
Interesses não controláveis (€ M)	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	27,7	21,9	26%	+6
HC Energia	0,5	0,3	67%	+0
Energias do Brasil	63,0	74,1	-15%	-11
Outros	2,8	6,3	-56%	-4
Interesses não controláveis	94,0	102,6	-8,5%	-9

* Nota: As demonstrações financeiras do 1S11 correspondem aos valores reportados no 1S11 Deste modo, excluem a alteração contabilística nos custos com fundos de pensões.

Investimento Operacional e Financeiro



Invest. Operacional (€ M)	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.	1T11	2T11	3T11	4T11	1T12	2T12	3T12	4T12
Prod. contratada (P. Ibérica)	18,1	32,3	-44%	-14	13,9	18,4	13,6	13,1	7,9	10,2	-	-
Liberalizado (P. Ibérica)	207,6	153,1	36%	+54	49,0	104,1	115,2	197,1	85,8	121,8	-	-
Redes reguladas (P. Ibérica)	184,2	166,6	11%	+18	69,5	97,0	89,3	148,9	81,7	102,6	-	-
Eólico	109,4	345,0	-68%	-236	190,4	154,6	171,1	312,6	55,1	54,4	-	-
Brasil	159,0	123,8	28%	+35	63,0	60,8	104,7	112,8	88,9	70,1	-	-
Outros	11,9	24,3	-51%	-12	6,8	17,5	14,0	23,4	5,7	6,2	-	-
Grupo EDP	690,2	845,0	-18%	-155	392,7	452,4	507,8	807,8	325,0	365,2	-	-
Expansão	402,2	534,7	-25%	-133	263,4	271,4	322,2	551,3	189,2	213,0	-	-
Manutenção	288,1	310,3	-7,2%	-22	129,3	181,0	185,6	256,5	135,8	152,3	-	-



Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 1S12	Invest. Acumulado (1)
Hídricas Portugal	1.710	158,8	731
Eólico (2)	468	80,0	562
Carvão Brasil	360	74,8	589
Hídrica Brasil	378	39,7	80
Total	2.916	353,3	1.963

O investimento operacional consolidado ascendeu a €690M no 1S12, reflectindo uma desaceleração no investimento em expansão (-25% vs. 1s11, para €402M), decorrente de um investimento eólico inferior. Em linha com a estratégia da EDP de investir em actividades de risco controlado, as actividades reguladas e contratadas de longo prazo absorveram 68% do investimento operacional. O investimento de manutenção totalizou €288M no 1S12, maioritariamente destinado a redes reguladas.

O investimento em nova capacidade eólica (c27% do investimento de expansão), reflectido ao nível da EDPR, totalizou €109M sendo canalizado para os EUA (34%), Espanha (18%), Roménia (14%), Polónia (11%), Portugal (8%) e França (5%). Até ao momento, a EDPR despendeu €562M (€80M no 1S12) em capacidade em desenvolvimento e em 468MW actualmente em construção (todos sujeitos a regimes regulados de longo prazo): 215MW nos EUA (estado de Nova Iorque), 100MW em Espanha, 80MW na Polónia, 40MW em Itália, 26MW na Roménia e 8MW em França.

O investimento em nova capacidade hídrica em Portugal (c45% do investimento de expansão) totalizou €178M no 1S12, maioritariamente alocado (€159M) à construção de 6 projectos hídricos (1.710MW com arranque previsto entre 2012-15): 3 repotenciações (1.203MW) e 3 novas barragens (507MW). A repotenciação de Alqueva II (256MW, 86% do investimento já realizado), deverá arrancar operações no 4T12.

No Brasil, a EDP já investiu: (1) €589M nos 360MW da central a carvão de Pecém; e (2) €80M na repotenciação de Mascarenhas (5MW com arranque previsto em 2013 após a entrada em operação de 4MW durante o 2T12) e no início de construção da nova central de Jari (373MW, com arranque previsto em 2015).

Em síntese, a EDP prossegue a execução da sua carteira de projectos, com grande enfoque em tecnologias limpas e de baixo custo de produção, tendo até Jun-12 despendido €2,0MM em 2,9GW em construção. Em perspectiva, a EDP planeia um investimento total de €2,0MM em 2012.

Os investimentos financeiros líquidos ascenderam a €43M no 1S12, associados a: i) taxas de sucesso relativas ao desenvolvimento de Jari e a projectos eólicos adquiridos previamente; e ii) um pagamento referente à aprovação pela ANEEL da expansão da capacidade de Jari em 73MW.

Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Investimentos Financeiros	51,7	263,7	-80%	-212
Perímetro consolidação EDPR	10,4	19,5	-47%	-9
Genesa (20%)	-	231,1	-	-231
Jari (Brasil)	39,8	-	-	+40
Outros	1,5	13,2	-89%	-12
Desinvestimentos Financeiros	8,9	31,5	-72%	-23
Perímetro consolidação EDPR	6,5	30,4	-79%	-24
Outros	2,4	1,1	114%	+1
Total	42,8	232,2	-82%	-189

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

Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.885,1	1.900,4	-0,8%	-15
Imposto corrente	(45)	(141)	68%	+96
Juros financeiros líquidos	(343)	(314)	-9,2%	-29
Resultados de associadas e dividendos	15	15	2,5%	+0
Outros ajustamentos	(44)	(17)	-162%	-27
FFO	1.468,4	1.443,5	1,7%	+25
Juros financeiros líquidos	343	314	9,2%	+29
Resultados e dividendos de associadas	(15)	(15)	-2,5%	-0
Investimento em fundo de maneo	(724)	(257)	-	-467
Défice e desvios tarifários	(663)	33	-	-696
Outros	(61)	(290)	79%	+229
Fluxo das Actividades Operacionais	1.072,5	1.486,1	-28%	-414
Investimento operacional de expansão	(402)	(535)	25%	+133
Investimento operacional em melhorias	(288)	(310)	7,2%	+22
Var. de fundo maneo de fornecedores de imobilizado	(375)	(343)	-9,3%	-32
Cash Flow Operacional Líquido	7,3	298,2	-98%	-291
Investimentos/desinvestimentos financeiros (líquidos)	(43)	(232)	-	+189
Juros financeiros líquidos pagos	(380)	(254)	-50%	-127
Dividendos recebidos de associadas	11	9	22%	+2
Dividendos pagos	(770)	(708)	-8,9%	-63
Receb. antecipados de parceiros instit. nos EUA	(7)	(7)	9,2%	+1
Variações cambiais	(18)	274	-	-292
Outras variações não operacionais	130	(91)	-	+221
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(1.070,3)	(710,3)	-51%	-360

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	7.501	7.042	6,5%	+459
Recebimentos por securitização dos ajust. tarifários	168	358	-53%	-191
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(6.401)	(5.868)	-9,1%	-533
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(162)	49	-	-211
Fluxo gerado pelas operações	1.106	1.581	-30%	-475
Receb./pagamentos de imposto sobre o rendimento	(33)	(95)	65%	+62
Fluxo das Actividades Operacionais	1.072,5	1.486,1	-28%	-414
Fluxo das Actividades de Investimento	(1.050)	(1.362)	23%	+311
Fluxo das Actividades de Financiamento	(299)	(758)	61%	+460
Variação de caixa e seus equivalentes	(276,5)	(634,0)	56%	+357
Efeito das diferenças de câmbio	(13)	(22)	40%	+9

O FFO aumentou 2% no período para €1,468M no 1S12, reflectindo uma redução de €96M do imposto corrente, explicada por alguns impactos não recorrentes no 1S12, que foi parcialmente compensada por um aumento de €29M dos juros financeiros líquidos, no seguimento de uma subida de 10pb do custo médio da dívida e de um aumento de 5% da dívida líquida média.

O fluxo das actividades operacionais diminuiu 28% para €1,073M no 1S12. De notar que no 1S12, esta rubrica reflecte o impacto negativo de um aumento de €663M nos recebimentos futuros da actividade regulada, devido essencialmente: i) a um aumento de €673M dos recebimentos futuros da actividade regulada em Portugal; que foi parcialmente compensado ii) pelo recebimento de €168M relativos à securitização de parte do défice tarifário em Espanha. No 1S12, os outros investimentos em fundo de maneo traduziram-se num impacto negativo de €61M, suportados por uma redução das dívidas a fornecedores e dos montantes de impostos a pagar.

O investimento operacional de expansão caiu 25% no período para €402M no 1S12, reflectindo uma redução do investimento na actividade eólica, no seguimento de menores adições de capacidade esperadas para 2012.

Os investimentos/desinvestimentos financeiros (líquidos) totalizaram €43M no 1S12 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 €770M em dividendos pagos no 1S12 inclui também o montante pago a interesses não controláveis, nomeadamente ao nível da EDP Brasil.

O impacto negativo de €18M relativo a variações cambiais reflecte essencialmente o impacto da apreciação de 3% do Dólar face ao Euro entre Dez-11 e Jun-12, que foi maioritariamente compensado pela depreciação de 7% do BRL no mesmo período.

Em conclusão, a dívida líquida aumentou €1,1MM vs. Dez-11 para €18,0MM a Jun-12.

De notar que, no passado dia 16 de Julho de 2012, a EDP acordou a venda dos seus activos de transmissão de gás em Espanha à Enagás, por um "enterprise value" de €262,5M.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Jun. vs. Dez.		
	Jun-12	Dez-11	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	20.673	20.708	-35
Activos intangíveis	6.575	6.800	-225
Goodwill	3.338	3.327	10
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	537	534	3
Impostos, correntes e diferidos	837	1.156	-319
Inventários	315	346	-31
Clientes, líquido	2.130	2.152	-23
Outros activos, líquido	5.060	4.512	549
Caixa e equivalentes de caixa	1.442	1.732	-290
Total do Activo	40.907	41.268	-360
Capital Próprio (€ M)	Jun-12	Dez-11	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	7.927	8.110	-183
Interesses não controláveis	3.180	3.277	-97
Total do Capital Próprio	11.107	11.387	-280
Passivo (€ M)	Jun-12	Dez-11	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	19.589	18.785	804
<i>Médio e longo prazo</i>	16.122	15.786	336
<i>Curto prazo</i>	3.467	2.999	468
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.759	1.823	-64
Parcerias institucionais, eólico EUA	1.792	1.784	8
Provisões	379	415	-36
Impostos, correntes e diferidos	1.356	1.501	-145
Outros passivos, líquido	4.925	5.573	-648
Total do Passivo	29.800	29.881	-80
Total do Capital Próprio e Passivo	40.907	41.268	-360
Benefícios aos Empregados (€ M)	Jun-12	Dez-11	Δ Abs.
Pensões (3)	940	1.004	-64
Actos médicos	820	819	0
Benefícios aos Empregados	1.759	1.823	-64
Passivo com Investidores Institucionais (€ M)	Jun-12	Dez-11	Δ Abs.
Parcerias Institucionais, Eólico EUA	1.792	1.784	8
(-) Proveitos diferidos	783	773	10
Passivo com Investidores Institucionais	1.009	1.011	-2
Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Jun-12	Dez-11	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (1)	1.280	739	541
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	523	390	132
Espanha (2)	470	514	-43
Brasil (1)	38	4	33
Receb. Futuros da Actividade Regulada	2.311	1.647	663

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €0,3MM vs. Dez-11 para €27,2MM a Jun-12, devido essencialmente a: (1) +€0,7MM de investimento operacional realizado no período; (2) -€0,7MM de amortizações no mesmo período; (3) um impacto de -€0,1MM relacionado com a entrega de licenças de CO₂ no período; e (a) um impacto líquido de -€0,2MM relativo a uma depreciação de 7% do Real e a uma apreciação de 3% do Dólar face ao Euro entre Dez-11 e Jun-12. A Jun-12, o balanço da EDP incluía €3,5MM de imobilizado em curso (13% do total de €27,4MM de activos fixos tangíveis e intangíveis consolidados), essencialmente relacionados com investimentos já realizados em centrais eléctricas, parques eólicos, equipamentos ou direitos de concessão que ainda não estão em operação ou a ser amortizados.

O valor contabilístico dos **investimentos financeiros e activos detidos para venda** totalizava €537M a Jun-12, incluindo essencialmente as nossas participações financeiras na CEM (21%), BCP (2,6%) e REN (3,5%), bem como €0,2MM relativos à nossa rede de transmissão de gás em Espanha, cuja venda foi recentemente acordada com a Enagás.

As rubricas de **impostos activos e passivos, correntes e diferidos**, diminuíram €0,2MM vs. Dez-11, devido essencialmente a uma redução do montante de impostos a receber relativos ao imposto sobre o valor acrescentado (IVA).

O montante de **outros activos (líquidos)** aumentou €0,5MM vs. Dez-11 para €5,1MM a Jun-12, devido a um aumento do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro, que resultou: (1) de um aumento de €0,5MM dos activos da actividade regulada a receber no futuro referentes às actividades de distribuição de energia e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal; (2) de um aumento de €0,1MM dos activos da actividade regulada a receber no futuro relativos aos CMEC em Portugal; e (3) a uma diminuição de €0,1MM do défice tarifário pendente de recuperação em Espanha.

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** aumentou €663M para €2,3MM a Jun-12, devido: (1) a um aumento de €673M do montante originado em Portugal nas actividades de distribuição de energia e CUR (+€541M) e de produção ao abrigo dos CMEC (+€132M); (2) a um aumento de €33M do montante procedente do Brasil, devido essencialmente ao congelamento das tarifas da Bandeirante e a um aumento do custo médio de aquisição de energia; o que foi parcialmente compensado por (2) uma redução de €43M do montante proveniente de Espanha (explicada pelo recebimento de €168M no período relativos à securitização de parte do défice tarifário).

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** caíram €0,2MM vs. Dez-11, para €7,9MM a Jun-12, reflectindo o resultado líquido gerado no período (€582M), o pagamento de dividendos (€671M) 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 €1,8MM a Jun-12, permaneceu relativamente estável vs. Dez-11 – de notar que mais de 70% destes passivos estão relacionados com as actividades reguladas de distribuição e comercialização de electricidade em Portugal, pelo que a maioria dos mesmos deverá fazer parte da base de custos regulada no momento do pagamento.

O **passivo relativo a parcerias institucionais**, relacionado com as nossas operações eólicas nos EUA, permaneceu estável nos €1,0MM a Jun-12, uma vez que a redução deste montante, à medida que os parques eólicos vão gerando os benefícios fiscais que estão sendo recebidos pelos parceiros institucionais, foi compensada pelo impacto da variação cambial relativa à apreciação de 3% do Dólar face ao Euro entre Dez-11 e Jun-12. De notar que o referido montante de passivo relativo a parcerias institucionais está ajustado de proveitos diferidos, relacionados com os benefícios fiscais já atribuídos aos investidores institucionais e ainda por reconhecer nas Demonstração de Resultados.

O montante de **outros passivos (líquidos)** diminuiu €0,6MM vs. Dez-11 para €4,9MM a Jun-12, essencialmente devido: (1) a uma redução de €0,4MM das rubricas de fornecedores de imobilizado (-€0,3MM) e fornecedores (-€0,1MM); e (2) a uma redução de €0,1MM do passivo relacionado com licenças de CO₂.

(1) Desvios tarifários a serem recuperados/(devolvidos) em anos subsequentes através das tarifas na distribuição e comercialização de último recurso de elect. e gás em Portugal
 (3) Pensões incluem o valor da provisão relacionada com os custos do Programa de Apoio à Reestruturação da EDPD, que estão a ser recuperados na tarifa.

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

Dívida Financeira Líquida Consolidada

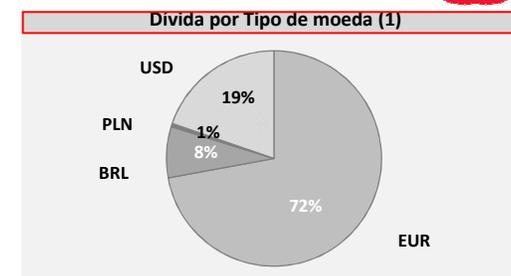
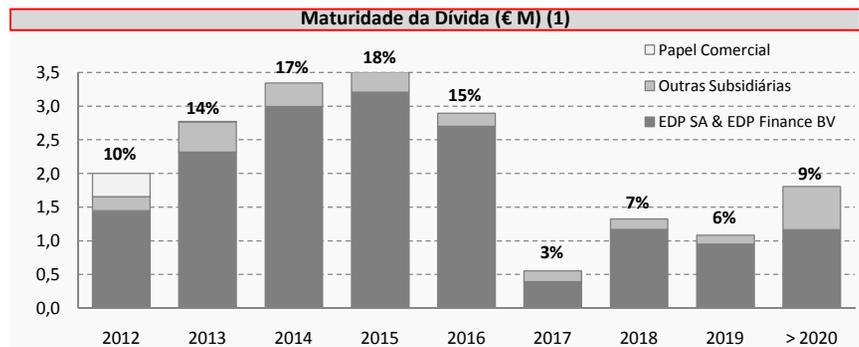


Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)	Jun-12	Dez-11	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	16.666,5	15.909,1	4,8%	757
EDP Produção + HC Energia + Portgás	256,5	259,3	-1,1%	-3
EDP Renováveis	958,3	833,8	15%	124
EDP Brasil	1.372,8	1.406,1	-2,4%	-33
Dívida Financeira Nominal	19.254,1	18.408,4	4,6%	846
Juros da dívida a liquidar	220,2	304,4	-28%	-84
"Fair Value"(cobertura dívida)	114,8	72,3	59%	43
Derivados associados com dívida (2)	(128,4)	(105,1)	-22%	-23
Dívida Financeira	19.460,7	18.680,0	4,2%	781
Caixa e Equivalentes	1.441,9	1.731,5	-17%	-290
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	909,8	1.140,8	-20%	-231
EDP Renováveis	260,9	219,9	19%	41
EDP Brasil	271,2	370,8	-27%	-100
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	0,2	0,2	-10%	0
Dívida líquida do Grupo EDP	18.018,6	16.948,2	6,3%	1.070

Linhas de Crédito em Jun-12 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	2.000	21	700	Nov-15
Linhas Crédito Domésticas	183	8	156	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	650	3	650	Renovável
Total Credit Lines	2.833		1.506	

Debt Ratings	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BB+/Neg/B	Ba1/Neg/NP	BBB+/RWN-/F2
Último Relatório de Rating	01-02-2012	16-02-2012	03-04-2012

Rácios de Dívida	1S12	Dez-11
Dívida Líquida / EBITDA	4,8x	4,5x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	4,2x	4,1x



A **dívida financeira** da EDP é emitida essencialmente ao nível da "holding" (EDP, S.A. e EDP Finance B.V.), tanto através do mercado obrigacionista (público e privado) como de empréstimos bancários. Os nossos investimentos e operações são financiados em moeda local por forma a mitigar o risco cambial. A EDP Brasil auto financia-se em moeda local e essencialmente sem recurso à EDP, S.A.. Os outros financiamentos externos do Grupo EDP consistem essencialmente em estruturas de "project finance", maioritariamente realizadas por algumas subsidiárias da EDP Renováveis ("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 de financiamento e garantir as necessidades de financiamento com 12 a 24 meses de antecedência. A EDP tem como objectivo uma melhoria constante da sua posição de "free cash flow" e dos seus rácios de crédito durante os próximos anos. No 1S12, os rácios de **dívida líquida/EBITDA** e **dívida líquida/EBITDA ajustado** de recebimentos futuros da actividade regulada foram 4,8x e 4,2x respectivamente. O "rating" atribuído à EDP pela S&P está um nível acima do da República de Portugal, o "rating" da Moodys está 2 níveis acima e o da Fitch está 3 níveis acima, traduzindo o diferencial máximo de "rating" permitido entre a EDP e a República de Portugal, de acordo com as metodologias seguidas pelas agências de rating, o que não reflecte o distinto perfil de crédito da EDP.

Em Mar-12, a EDP executou uma estrutura de "project finance" de €177M para 125MW de capacidade eólica em Espanha. Em Mai-12, realizou uma emissão de retallo 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%.

No âmbito da parceria estratégica com a CTG, o novo acionista acordou investir €2MM (incluindo co-financiamento) na compra de participações minoritárias em parques eólicos até 2015 (€0,8MM nos primeiros 12 meses após a conclusão do negócio, que ocorreu em Mai-12). A parceria estratégica inclui também um compromisso firme de financiamento por parte do China Development Bank, num montante de até €2MM para uma maturidade de até 20 anos. Em Jul-12, a EDP acordou os termos para o financiamento de uma 1ª tranche num montante de €1.0bn com uma maturidade de 5 anos.

A Jun-12, a maturidade média da dívida era de 4,1 anos (excluindo os impactos da parceria com a CTG). O peso da taxa fixa na dívida consolidada do Grupo diminuiu de 49% a Mar-12 para 46% a Jun-12, devido ao referido reembolso de uma emissão a taxa fixa de €500M. A Jun-12, o montante de caixa e linhas de crédito disponíveis somava €2,9MM. Este montante inclui €1,4MM em caixa e equivalentes e €1,5MM em linhas de crédito disponíveis, dos quais €650M em programas de papel comercial com colocação garantida e €0,7MM de um financiamento de €2,0MM na modalidade "revolving" com maturidade residual de mais de 3 anos. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de financiamento até meados de 2013. Considerando os acordos associados à parceria com a CTG, a nova posição de liquidez irá permitir à EDP cobrir as suas necessidades de financiamento até meados de 2015.

(1) Valor Nominal.

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



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balança Eléctrica (TWh)	Portugal (1)			Espanha			Península Ibérica		
	1S12	1S11	Δ%	1S12	1S11	Δ%	1S12	1S11	Δ%
Hidroeléctrica	2,6	7,3	-65%	9,7	18,4	-47%	12,2	25,7	-52%
Nuclear	-	-	-	30,3	27,3	11%	30,3	27,3	11%
Carvão	6,1	2,8	115%	28,1	16,8	67%	34,2	19,6	74%
CCGT	2,8	5,9	-53%	19,3	26,1	-26%	22,1	31,9	-31%
Fuel/gas/diesel	0,0	(0,0)	-	-	-	-	0,0	(0,0)	-
Auto-consumo	-	-	-	(3,9)	(3,3)	18%	(3,9)	(3,3)	18%
(-) Bombagem	(0,6)	(0,2)	162%	(2,6)	(1,7)	51%	(3,2)	(2,0)	65%
Regime Convencional	10,8	15,8	-32%	80,9	83,5	-3,1%	91,7	99,3	-7,7%
Eólica	4,9	4,4	11%	24,8	22,1	12%	29,8	26,6	12%
Outras	4,5	4,7	-5,2%	27,5	26,1	5,7%	32,0	30,8	4,0%
Regime Especial	9,4	9,1	3%	52,4	48,2	8,7%	61,8	57,3	7,7%
Importação/(exportação)	4,6	0,7	561%	(5,7)	(3,5)	64%	(1,1)	(2,8)	-60%
Consumo Referido à Emissão	24,8	25,6	-3,3%	127,6	128,3	-0,5%	152,4	153,9	-1,0%
Corrigido temperatura, dias úteis			-4,3%			-1,7%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1S12	1S11	Δ%	1S12	1S11	Δ%	1S12	1S11	Δ%
Procura convencional	19,0	18,0	5,6%	148,3	138,4	7,2%	167,4	156,4	7,0%
Procura para produção electricidade	5,8	12,1	-52%	42,3	55,8	-24%	48,2	67,9	-29%
Procura Total	24,9	30,2	-18%	190,7	194,1	-1,8%	215,5	224,3	-3,9%

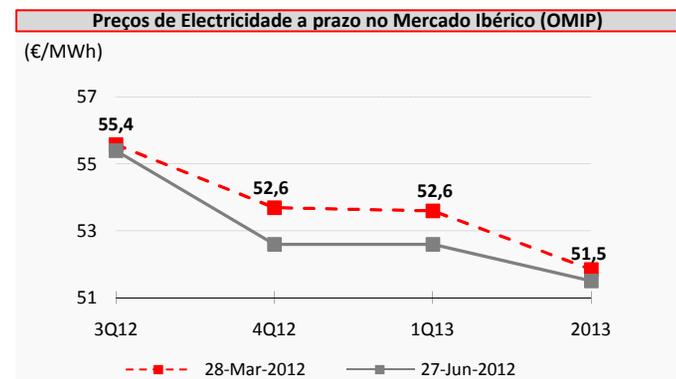
A procura de electricidade na P. Ibérica (P.I.) caiu 1% no 1S12, reflexo de uma queda de 0,5% no 2T12 vs. 2T11. Em Espanha (84% do consumo), a procura recuou 0,5% (-1,7% ajustada dos efeitos temperatura e dias úteis), fruto de uma menor procura nos segmentos industrial e de serviços. Em Portugal (16% do total), a procura recuou 3,3% suportada pelos segmentos residencial, PME e de iluminação pública.

Apesar da menor procura total (-1,5TWh), a procura residual térmica (PRT) subiu 9% (+4,7TWh) vs. 1S11, impulsionada por fracas hídricas, em especial no 1T12: apesar do acréscimo em 2% da capacidade instalada, a produção hídrica líquida caiu 15TWh, penalizada por recursos hídricos 67% abaixo da média. Por sua vez, a produção em regime especial (incluindo eólica) subiu 4TWh no 1S12, impulsionada por fortes recursos eólicos no 2T12 (vs. 1T12) e por uma expansão de 7,5% na capacidade instalada (essencialmente em Espanha). A produção nuclear cresceu 3TWh, suportada por menos paragens para manutenção. As importações líquidas em Portugal subiram 4TWh reflexo de fracas recursos hídricos. O aumento da PRT foi integralmente satisfeito pelo acréscimo de produção a carvão (+15TWh), enquanto a produção em CCGTs recuou 10TWh: o factor médio de utilização de centrais a carvão foi 62% no 1S12 (+16pp no 2T12 vs 2T11, para 55%) suportada pela maior competitividade-custo das centrais a carvão face às CCGTs num cenário de baixos preços de CO₂; o factor de utilização das CCGTs foi 18% no 1S12 (-10p.p. no 2T12 vs. 2T11 para 14%).

O preço médio à vista em Espanha subiu 4% (vs. 1S11), para €48,4/MWh, ficando €1,3/MWh abaixo da média em Portugal (fruto de um mix de produção mais caro em Portugal, num contexto de fraca pluviosidade). Face ao 1T12, o preço à vista em Espanha desceu 9% no 2T12, reflexo dos menores preços de carvão e CO₂. O preço médio de CO₂ no 1S12 recuou 53% vs. 1S11 e 7% vs. o 1T12. O preço médio final da electricidade em Espanha subiu 3% no 1S12 (quase em linha com a subida do preços à vista), excedendo em €10/MWh o preço da pool suportado pelos mercado de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

O consumo de gás na P.I. recuou 3,9% no 1S12, fruto de um menor consumo nas CCGTs. A procura convencional subiu 7%, essencialmente suportada por Espanha. O consumo de gás para produção de electricidade recuou 29% no 1S12, devido um redução das horas de funcionamento das CCGTs, tanto em Portugal como em Espanha.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1S12	1S11	Δ%
Hídrica	21,7	21,2	2,1%
Nuclear	7,5	7,5	-
Carvão	12,6	12,6	0%
CCGT	28,6	28,7	0%
Fuel/gas/diesel	2,2	2,9	-24%
Regime Convencional	72,5	72,9	-0,5%
Eólica	26,1	24,8	5,3%
PRE's (outras)	19,0	17,2	11%
Regime Especial	45,2	42,0	7,5%
Total	117,7	114,9	2,4%



Factores Chave	1S12	1S11	Δ%
Coef. hidráulica (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,33	1,03	-68%
Espanha	0,48	0,97	-51%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	49,7	47,1	5,4%
Espanha	48,4	46,7	3,6%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	57,9	56,1	3,3%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton (1)	7,4	15,9	-53%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	95,4	122,8	-22%
Gás (CMP), €/MWh (1)	27,6	22,7	21%
Gás NBP, €/MWh (1)	24,1	22,5	7,5%
Brent, USD/Barril (1)	113,3	111,1	2,0%
EUR/USD (1)	1,30	1,40	-7,6%

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



DR Operacional (€ M)	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	596,0	495,0	20%	+101
Receitas no mercado (i)	360,6	456,8	-21%	-96
Desvio anual (ii)	285,3	80,2	256%	+205
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	(49,9)	(42,0)	-19%	-8
Custos Directos: CAE/CMEC	154,6	56,3	175%	+98
Carvão	135,7	82,4	65%	+53
Fuel	1,6	1,9	-15%	-0
CO2 e outros custos (líquidos)	17,3	(28,0)	-	+45
Margem Bruta CAE/CMEC	441,4	438,7	0,6%	+3
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	33,3	33,5	-0,8%	-0
Mini-hídricas	12,4	29,8	-59%	-17
Margem Bruta Regime Especial	45,6	63,4	-28%	-18
Custos Operacionais Líquidos (1)	84,7	89,5	-5,4%	-5
EBITDA	402,3	412,6	-2,5%	-10
Amortizações & provisões líquidas	100,2	96,0	4,3%	+4
EBIT	302,2	316,6	-4,6%	-14
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	8,6	(5,1)	-	+14
Empregados (#)	1.326	1.346	-1,5%	-20
CAE/CMEC: Dados-chave	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,05	1,03	2,4%	+0,0
Térmica	1,08	1,09	-0,7%	-0,0
Capacidade Instalada (MW)	6.221	6.221	-	-
Hídrica (3)	4.094	4.094	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Fuelóleo	946	946	-	-
Regime Especial: Dados-chave	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	1.152	1.274	-10%	-122
Mini-hídricas Portugal	132	316	-58%	-184
Térmica em Portugal	591	529	12%	+61
Térmica em Espanha	430	428	0,4%	+2
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	94	94	-0,6%	-1
Térmica em Portugal	28	35	-21%	-7
Térmica em Espanha	39	35	13%	+4
Investimento Operacional (€M)	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	14,8	28,2	-48%	-13
Recorrente - Hídricas	9,4	9,8	-4,0%	-0
Recorrente - Térmicas	4,8	3,8	27%	+1
Não recorrentes (ambiental)	0,6	14,6	-96%	-14
Regime Especial	3,3	4,0	-18%	-1
Expansão	0,0	1,4	-98%	-1
Manutenção	3,3	2,6	26%	+1
Total	18,1	32,3	-44%	-14

As demonstrações financeiras no 1S12 reflectem a alteração da nossa política contabilística em relação ao custo dos juros e retorno estimado dos activos associados ao fundo de pensões: estes custos, registados como custos operacionais no 1S11 (€6,5M), são agora registados em resultados financeiros (€7,4M).

O EBITDA da produção contratada de LP caiu 2,5% vs. 1S11, para €402M no 1S12, uma vez que o impacto da redução de produção nas nossas centrais mini-hídricas (-58% decorrente de tempo extremamente seco, em especial no 1T12) superou o impacto positivo de uma inflação mais alta, disponibilidade das nossas centrais acima de níveis contratados, comissionamento do equipamento de desnitrificação em Sines e da já mencionada alteração contabilística.

A margem bruta de CAE/CMEC subiu 0,6% (+€3M), para €441m, suportada por uma inflação mais alta, níveis de disponibilidade acima do contratado (+5% nas hídricas, +8% nas térmicas) e pelo comissionamento do equipamento de desnitrificação em metade dos grupos de Sines. Estas subidas foram mitigadas por resultados com combustíveis mais baixos (+€0,3M no 1S11 para -€4,1M no 1S12) e pela natural depreciação da base de activos sob CMEC.

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ("revisibilidade") ascendeu a €285M no 1S12 (valor a recuperar nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso, pagas por todos os consumidores de electricidade em Portugal), impulsionado por um 1S12 muito seco (o factor de produção hídrica ficou 67% aquém da média anual). As centrais hídricas registaram um desvio de €206M no 1S12, fruto de uma produção 72% abaixo da referência do CMEC (e 73% abaixo de 1S11), de um preço médio realizado 2% abaixo da referência CMEC e de um nível de disponibilidade das nossas centrais 5% acima do nível contratado. O desvio gerado nas centrais térmicas no 1S12 (€79M) traduz uma margem média unitária c35% abaixo da referência dos CMEC, enquanto a produção e nível de disponibilidade superaram os níveis contratados em CMEC em +5% e +8%, 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, o que corresponde a € 120 milhões em valor actual.

A margem bruta em regime especial caiu 28% (vs. 1S11), para €46M no 1S12, reflectindo uma baixa produção nas centrais mini-hídricas (-58%).

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ (€85M no 1S12) reflectem o impacto da alteração contabilística acima referida (-€7,4M) e um custo não recorrente no valor de €5M. As **amortizações líquidas e provisões** ascenderam a €100M, influenciadas pelo comissionamento do equipamento de desnitrificação na nossa central a carvão de Sines.

O investimento operacional na produção contratada de LP ascendeu a €18M no 1S12, 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 €8,8M de perdas realizadas no 1S12 (vs. Perdas de €9M no 1S11); (3) Inclui Aguireira e Raiva (360MW), cuja gestão foi cedida à Iberdrola Generación por um período de 5 anos, a partir de Abr-09.

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	399,6	408,2	-2,1%	-9
Produção de electricidade	219,0	239,2	-8,4%	-20
Portugal	56,1	75,1	-25%	-19
Espanha	163,7	161,9	1,1%	+2
Ajustamentos	-0,8	2,2	-	-3
Comercialização de electricidade	154,3	134,7	14%	+20
Comercialização de gás	32,6	48,5	-33%	-16
Ajustamentos	-6,3	-14,3	-56%	+8
Custos Operacionais Líquidos (1)	217,5	216,1	0,7%	+1
EBITDA	192,1	192,1	-5,2%	-10
Provisões	-1,8	4,6	-	-6
Depreciações e amortizações líquidas	130,1	118,3	10%	+12
EBIT	53,8	69,2	-22%	-15

Performance Electricidade	1S12	1S11	Δ%	1S12	1S11	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		
Produção Electricidade (4)	5.991	7.924	-24%	40,6	38,0	7,0%
Compras de Electricidade	16.436	16.545	-0,7%	53,6	50,0	7,3%
Fontes de Electricidade	22.427	24.469	-8,3%	50,2	46,1	8,8%

	Vendas Electric. (GWh)		Preço Médio (€/MWh) (3)			
Perdas na Rede	654	622	-	n.a.	n.a.	
Cientes Finais - Retalho	15.150	15.510	-2,3%	61,1	55,0	11%
Mercado Grossista	6.623	8.338	-21%	66,8	59,2	13%
Destinos de Electricidade	22.427	24.469	-8,3%	61,0	55,0	11%

Margem Bruta Electricidade (€ M)	1S12	1S11	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	10,8	9,0	21%	+2
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (5)	(1,2)	0,4	-	-2
Margem Unitária (€/MWh)	9,6	9,4	2,7%	+0
Volume Total (TWh)	22,4	24,5	-8,3%	-2
Fontes & Destinos Electricidade	216,2	229,6	-5,8%	-13
Serviços Comerciais Partilhados (6)	108,8	106,6	2,1%	+2
Outros (7)	48,3	37,8	28%	+11
Total	373,3	374,0	-0%	-1

Destinos de Gás (TWh)	1S12	1S11	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	6,7	11,3	-41%	-5
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre (8)	16,9	17,6	-3,9%	-1
Total	23,6	28,9	-18%	-5

O EBITDA das actividades liberalizadas recuou 5% para €182M no 1S12, suportado pela estabilidade na actividade de electricidade e por uma queda na margem bruta do negócio de comercialização de gás (-€16M). A redução na margem bruta de gás deriva de uma descida de 3% no volume de gás comercializado (suportada pelas operações em Portugal) e, bem assim, da contracção da margem média unitária, justificada pelo aumento de custos de gás e forte concorrência. No 4T11, a EDP iniciou operações em duas das oito centrais até agora em construção em Portugal: as repotenciações de Picote II (246MW em Nov-11) e Bemposta II (191MW em Dez-11). Estas centrais de baixo custo e livres de emissão de CO₂ 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 manteve-se estável no 1S12, em €373M, reflectindo o impacto misto de: (i) por um lado, menores volumes vendidos (-8%, fruto de uma redução nas vendas em mercado grossista em Portugal) e menores ganhos com coberturas de electricidade, e (ii) por outro lado, uma margem média unitária antes de coberturas mais alta (+19% vs. 1S11) e uma subida de outros proveitos (nomeadamente de garantia de potência).

Volumes: O volume vendido totalizou 22TWh no 1S12 (-8% vs. 1S11), com vendas no mercado grossista 21% mais baixas (vs. 1S11) e vendas a clientes finais 2% inferiores (por via de Espanha). No 1S12, a nossa produção satisfaz 27% das necessidades das unidades de comercialização, na sequência de uma queda de 24% na produção líquida de bombagem, suportada pelas CCGTs (-65%, decorrente da concentração da produção nas melhores horas do dia e mercados) e pelas centrais hídricas (fruto dos fracos recursos hídricos, em especial no 1T12). Por sua vez, a produção a carvão subiu 50%, suportada pelo baixo custo relativo de produção (suportada pelo baixo custo de CO₂, queima de gases siderúrgicos e eficiência superior) e pela implementação do RDL 1221/2011 (Fev-11) em Espanha.

Margens (2)(3): A margem média alcançada foi €9,6/MWh no 1S12 (+3% vs. o 1S11), suportada por uma margem média unitária antes de coberturas 21% (+€2/MWh) mais alta no 1S12 (2T12: €12,4/MWh vs. €7,3/MWh no 2T11) e por menores resultados com cobertura de electricidade (-€2/MWh). O custo médio da electricidade vendida subiu 9% no 1S12 vs. 1S11, reflectindo: (i) um custo de produção 7% mais alto (devido a um mix de produção mais caro, custos com combustíveis mais elevados e actividade de bombagem mais intensa) e (ii) um custo médio da electricidade comprada na pool 7% mais alto. Face ao 1T12, o custo médio de produção recuou 7% no 2T12, suportado por um mix de produção mais barato (com maior peso de produção hídrica). O preço médio de venda subiu 11% no 1S12, impulsionado por um preço médio de venda em mercado grossista 13% mais alto (fruto de preços à vista superiores e uma maior contribuição unitária de serviços de sistema) e um preço de venda a clientes de retalho 11% mais elevado.

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 90% e 35% do montante de gás comprometido em 2012 e 2013, respectivamente. Adicionalmente, a EDP contratou já custos para 100% e 70% da produção a carvão esperada em 2012 e 2013, respectivamente. Simultaneamente, a EDP contratou com clientes 29TWh de vendas de electricidade para 2012 e contratou já spreads para c50% da produção esperada em 2013.

O nosso abastecimento de gás no 1S12 baseia-se num portfólio anual de 4,3bcm afecto a contratos de longo prazo. O consumo de gás caiu 18%, para 24TWh (2bcm) no 1S12, suportado por menores vendas a clientes (-4%) e por um consumo nas nossas centrais inferior (-41%).

(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 CO₂ 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)	1S12	1S11	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	219,0	239,2	-8,4%	-20
Portugal	56,1	75,1	-25%	-19
Espanha	163,7	161,9	1,1%	+2
Ajustamentos	-0,8	2,2	-	-3
Fornecimentos e serviços externos	34,3	33,8	1,4%	+0
Custos com pessoal	20,8	22,7	-8,2%	-2
Custos com benefícios sociais	1,1	1,5	-28%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	21,8	19,4	12,2%	+2
Custos Operacionais Líquidos (1)	78,1	77,5	0,7%	+1
EBITDA	141,0	161,8	-13%	-21
Provisões	2,2	(5,3)	-	+8
Deprec. e amortizações líquidas	118,1	108,3	9,1%	+10
EBIT	20,7	58,8	-65%	-38
Empregados (#)	662	767	-14%	-106

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) caiu 22% (vs. 1S11), para 6,2TWh no 1S12, já que a menor produção em CCGT (-2,8TWh) mais que compensou a maior produção a carvão (+1,0TWh), resultando numa descida de 3% nas emissões totais de CO₂ (15% abaixo das licenças gratuitas atribuíveis ao período). No 4T11, reforçámos o nosso portfólio de geração livre de emissões CO₂ 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** subiu para €41/MWh no 1S12 (+7%), impulsionado por um mix de produção mais caro (fruto de menor contribuição de produção hídrica), custos com combustíveis mais elevado, menor produção em CCGT e actividade de bombagem mais intensa. Face ao 1T12, o custo médio de produção desceu 7%, suportado por um mix de produção mais barato (aumento do peso de produção hídrica).

Carvão: A **produção** cresceu 50% no 1S12, suportada pelo seu custo marginal inferior (vis-a-vis CCGTs), pela maior PRT e pela implementação do RDL1221/2010 em Espanha (Fev-11). Ainda assim, a produção no 2T12 caiu 31% vs 1T12, suportada por uma paragem programada para manutenção em Aboño 2 durante 7 semanas. O **factor médio de utilização** subiu 16p.p. vs. 1S11, para 49% no 1S12. 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. O **custo médio da produção** a carvão situou-se em €37/MWh (+21% vs. 1S11), reflexo de um custo líquido com CO₂ e com carvão mais altos. Adicionalmente, o custo médio no 2T12 foi penalizado pela paragem em Aboño 2, com um custo significativamente claramente abaixo da média do portfólio graças à utilização de gases siderúrgicos.

CCGTs: A **produção** desceu 65% no 1S12, reflectindo uma queda de 17pp no factor médio de utilização (para 9%), decorrente de um agravamento do custo de produção. O **custo médio de produção** atingiu €82/MWh no 1S12, impulsionado por um custo de gás mais alto e menor volume de produção.

Hídrica e nuclear: Apesar da recuperação encetada no 2T12 (+68% vs 1T12), a produção hídrica recuou 9% no 1S12. O aumento do custo médio de produção (para €11/MWh) tem por base a maior intensidade de bombagem (238GWh no 1S12 vs 108GWh no 1S11) e a baixa produção hídrica, num contexto de baixos níveis de reservas e de pluviosidade reduzida. A actividade de bombagem concentrou-se em Alqueva, com um custo médio c22% abaixo do preço à vista (vs. 29% no 1T12). Por sua vez, a produção nuclear subiu 3,5%, com um factor médio de utilização de 81% (+2pp vs. 1S11), apesar de uma paragem programada de 5 semanas para recarga de combustível.

No 1S12, as vendas em mercados complementares atingiram 2,1TWh (vs. 2,4TWh no 1S11), suportado por Espanha.

Em Out-11, o Governo Espanhol publicou o RD 1544/2011, definindo as regras para o pagamento da tarifa de acesso às redes de transporte e distribuição de electricidade (€0,5/MWh), por todos os produtores (em vigor desde 1-Jan-11, conforme RD 14/2010). A mesma decisão foi tomada em Portugal, com as tarifas de 2012 a incorporarem uma taxa de €0,5/MWh. Em Nov-11, o Governo espanhol publicou uma Ordem Ministerial (ITC/3127/2011), aprovando (i) um aumento da garantia de potência atribuída a CCGTs, de €20/KW para €26/KW, que foi posteriormente (Mar-12) reduzido para €23,4/MW em 2012; (ii) um prémio de disponibilidade, a definir anualmente (€4,7/kW em 2012), a atribuir a centrais a carvão importado, CCGTs e centrais hídricas. Em Portugal, a Portaria 139/2012 de 14 de Maio veio abolir o pagamento de garantia de potência a partir de Jun-12, com introdução de 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).

Os **custos operacionais líq.**⁽¹⁾ totalizaram €78M no 1S12, fruto de uma menor produção e de um controlo de custos apertado. As **amortizações líquidas** subiram 9% reflexo da expansão de capacidade e maior funcionamento das centrais a carvão.

O **investimento operacional em produção liberalizada** ascendeu a €202M, 88% do qual em expansão. Este investimento de expansão foi maioritariamente canalizado para a construção de 6 projectos: 3 repotenciações de centrais hídricas (Alqueva II, Venda Nova III, Salamonde II) e 3 novas centrais hídricas (Baixo Sabor, Ribeiradio e Foz Tua), com arranque previsto em 2012/15. A repotenciação Alqueva II (256MW) arrancará com operações no 4T12. O investimento em manutenção ascendeu a €24M no 1S12.

Dados-chave	1S12	1S11	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	6.230	8.032	-22%	-1.802
CCGT	1.509	4.264	-65%	-2.755
Carvão	3.124	2.084	50%	+1.040
Hidroeléctrica	1.044	1.150	-9,2%	-106
Nuclear	553	534	3,5%	+19
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	40,6	38,0	7,0%	+2,7
CCGT	82,4	55,8	48%	+26,6
Carvão	36,9	30,5	21%	+6,4
Hidroeléctrica	10,9	1,4	n.a.	+9,5
Nuclear	3,8	3,6	4,2%	+0,2
Factores de Utilização (%)				
CCGT	9%	26%	-	-17p.p.
Carvão	49%	33%	-	16p.p.
Hidroeléctrica	18%	29%	-	-11p.p.
Nuclear	81%	79%	-	2p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (3)	4,4	4,6	-3,5%	-0
Licenças gratuitas (3)	5,2	5,4	-3,6%	-0

Investimento Operacional (€ M)	1S12	1S11	Δ%	Δ Abs.
Expansão	178,2	131,7	35%	+47
Hidroeléctrica	178,2	131,7	35%	+47
Manutenção	24,1	16,5	46%	+8
Recorrente	24,1	16,5	46%	+8
Não recorrente (ambiental)	-	-	-	-
Total	202,3	148,2	36%	+54

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

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

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

Comercialização Liberalizada de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	Comercialização em Espanha			
	1S12	1S11	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	86,1	76,6	12%	+10
Fornecimentos e serviços externos	36,2	33,0	9,7%	+3
Custos com pessoal	7,0	6,3	12%	+1
Custos com benefícios sociais	0,4	0,2	81%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	5,3	17,5	-70%	-12
Custos Operacionais Líquidos (1)	48,9	57,1	-14%	-8
EBITDA	37,2	19,5	90%	+18
Provisões	(1,4)	8,8	-	-10
Depreciações e amortizações líquidas	3,9	2,6	51%	+1
EBIT	34,7	8,2	323%	+27

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	1S12	1S11	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	95,3	95,6	-0,3%	-0
Fornecimentos e serviços externos	63,2	58,4	8,3%	+5
Custos com pessoal	20,8	19,7	5,1%	+1
Custos com benefícios sociais	2,0	3,2	-37%	-1
Outros custos operacionais (líq.)	5,5	1,3	315%	+4
Custos Operacionais Líquidos (1)	91,5	82,7	11%	+9
EBITDA	3,9	13,0	-70%	-9
Provisões	(2,6)	1,1	-	-4
Depreciações e amortizações líquidas	8,1	7,5	8,3%	+1
EBIT	(1,7)	4,4	-	-6

Dados-chave	1S12	1S11	Δ%	Δ Abs.
Comercialização em Espanha				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	10.021	10.446	-4,1%	-424
Quota de Mercado (%)	12%	13%	-	-1p.p.
Clientes (mil)	716	686	4,3%	+30
Electricidade - Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	390	442	-12%	-51
Clientes (mil)	297	334	-11%	-36
Gás - Mercado livre & Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	15.462	15.191	1,8%	271
Quota Mercado (%)	10%	11%	-	-1p.p.
Clientes (mil)	766	806	-5,0%	-40
Comercialização em Portugal				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	4.628	4.442	4,2%	+187
Quota de Mercado (%)	38%	41%	-	-3p.p.
Clientes (mil)	445	301	48%	+143
Gás em Portugal - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	3.131	3.933	-20%	-801
Quota Mercado (%) (2)	16%	21%	-	-5p.p.
Clientes (mil)	8	1	n.a.	+8
Investimento Operacional (€ M)	5,3	4,9	8,6%	+0
Empregados (#)	1.155	1.077	7,2%	+78

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

Comercialização de Energia em Espanha

Electricidade – O volume vendido a clientes no mercado liberalizado diminuiu 4% no período para 10,0TWh no 1S12, enquanto o número de clientes fornecidos aumentou 4%, traduzindo a estratégia da EDP de enfoque nos clientes mais atractivos, embora à custa de menores volumes. A quota de mercado ficou-se nos 12%, evidenciando a capacidade da EDP em manter uma quota de comercialização que é o dobro da quota na produção.

Gás – O volume comercializado aumentou 2% no período para 15,5TWh no 1S12, enquanto o número de clientes fornecidos diminuiu 5%, o que traduz uma política de contratação de clientes selectiva em condições de mercado exigentes. A quota de mercado diminuiu ligeiramente de 11% no 1S11 para 10% no 1S12.

No 1S12, os custos operacionais líquidos diminuiram €8M, devido a um proveito não recorrente de €12M contabilizado ao nível dos outros custos operacionais.

Comercialização de Energia em Portugal

Electricidade – O volume comercializado aos clientes da EDP no mercado liberalizado aumentou 4% no período para 4,6TWh no 1S12, suportado pela contratação, em meados de 2011, de alguns grandes clientes industriais e por uma subida de 48% da nossa base de clientes. Numa base trimestral, os volumes fornecidos diminuiram apenas 1%, apesar concorrência intensa, reflectindo alguma sazonalidade do consumo. Em consequência, a quota de mercado da EDP ficou-se nos 38% no 1S12, vs. 41% no 1S11.

Gás – O volume comercializado caiu 20% no período para 3,1TWh no 1S12, reflectindo uma redução da procura e a estratégia da EDP de enfoque nos clientes mais atractivos, embora de menor dimensão, em condições de mercado exigentes, o que se traduziu numa quota de mercado de 16%, vs. 21% no 1S11.

Em antecipação à crescente liberalização, a EDP lançou recentemente 2 campanhas promocionais: i) uma primeira em Jan-12, denominada "EDP-Continente", que foi realizada em parceria com o Continente e oferecendo, até ao final do ano 2012, um desconto de supermercado equivalente a 10% do valor da factura de electricidade a todos os clientes residenciais que contrataram, até ao final de Mar-12, o fornecimento de electricidade com a EDP Comercial ("EDPC", a nossa subsidiária para o fornecimento de energia no mercado livre em Portugal) - Esta campanha possibilitou uma passagem significativa de clientes do mercado regulado para o liberalizado e permitiu a captação de ~150 mil clientes residenciais, o que se traduziu no observado aumento da nossa base de clientes; e ii) uma segunda em Jul-12, denominada "Casa Total 10+2", que ainda está em vigor e oferecendo, até ao final de Jul-13, um desconto de 10% + 2% nas facturas de gás e electricidade, respectivamente, aos clientes residenciais que contratam, até ao final de Ago-12, o fornecimento de gás e electricidade com a EDPC.

No 1S12, os custos operacionais líquidos aumentaram €9M, 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 nossa base de clientes e com o crescente processo de liberalização; e ii) menores ganhos com ajustamentos às provisões para clientes de 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 competitivas e de um ambiente concorrencial exigente.

Em termos de volumes, espera-se que os mercados livres de electricidade e gás em Portugal e Espanha continuem a crescer, enquanto que a concorrência deverá permanecer intensa. Em Portugal, o fim da tarifa de último recurso deverá proporcionar um estímulo adicional à transferência de clientes para o mercado livre.

(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)				Dados gerais			Dados da Acção				
	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.	1S12	1S11	Δ %	1S12	1S11	Δ %		
Margem Bruta	602,4	485,6	24%	+117	Capacid. Instalada (MW)	7.169	6.887	4,1%	Cotação no fim do período (€/acção)	2,70	4,55	-41%
Forn. e serviços externos	119,6	107,4	11%	+12	Europa	3.664	3.526	3,9%	Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-
Custos com Pessoal	29,3	25,4	15%	+4	EUA	3.422	3.278	4,4%	Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-
Outros custos operac. (líq.)	(50,0)	(56,4)	-11%	+6	Brasil	84	84	-				
Custos Operacionais Líq. (1)	98,9	76,4	29%	+22	Electric. Produzida (GWh)	9.918	8.790	13%				
EBITDA	503,5	409,2	23%	+94	Europa	4.217	3.657	15%	Dados relevantes de Balanço (€M)	1S12	1S11	Δ %
Provisões	-	(0,3)	-	+0	EUA	5.607	5.105	10%	Empréstimos bancários e outros (Liq.)	703,0	490,7	43%
Amortizações líquidas	221,7	211,3	4,9%	+10	Brasil	93	29	227%	Dívida c/ empresas EDP (Liq.)	2.829,6	2.794,8	1,2%
EBIT	281,9	198,3	42%	+84	Factor méd. utilização (%)	32%	32%	1p.p.	Dívida Líquida	3.532,6	3.285,5	7,5%
Result. alienação act. financ.	2,9	10,1	-72%	-7	Preço méd. venda (€/MWh)	61,4	55,6	10%	Interesses não controláveis	128,8	122,7	5,0%
Resultados financeiros	(135,2)	(98,0)	38%	-37	EBITDA (€m)	503,5	409,2	23%	Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (3)	1.008,8	865,5	17%
Resultados em associadas	3,6	3,4	7,4%	+0	Europa	314,9	256,1	23%	Valor Contabilístico	5.415,3	5.348,9	1,2%
Resultados Antes de Impostos	153,1	113,8	35%	+39	EUA	195,5	159,7	22%	Euro/USD - Taxa de fim do período	1,26	1,45	-13%
					Outros e Ajustamentos	(6,9)	(6,6)	5,6%				
					EBIT (€m)	281,9	198,3	42%	Resultados Financeiros (€ M)	1S12	1S11	Δ %
					Europa	201,0	149,4	34%	Juros financeiros líquidos	(100,4)	(90,5)	-11%
					EUA	92,3	57,6	60%	Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(33,1)	(30,3)	-9,0%
					Outros e Ajustamentos	(11,4)	(8,8)	30%	Custos capitalizados	9,2	23,0	-60%
					Investim. Operac. (€m) (2)	109,4	345,0	-68%	Diferenças Cambiais	(7,9)	4,4	-
					Europa	70,5	154,1	-54%	Outros	(3,1)	(4,5)	31%
					EUA	37,4	128,6	-71%	Resultados Financeiros	(135,2)	(98,0)	-38%
					Brasil	1,2	59,2	-98%				
Eficiência Operacional	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.								
Opex/MW Médio (€mil) (4)	26,1	24,6	5,9%	+1								
Empregados (#)	820	854	-4,0%	-34								

A EDP Renováveis (EDPR) detém e opera os parques eólicos do Grupo EDP (8 países) e analisa e desenvolve projectos para novos parques (11 países). Os principais mercados onde opera são os EUA (37% do EBITDA da EDPR no 1S12) e Espanha (35%). Os restantes mercados incluem Portugal (12%), França, Polónia, Roménia, Bélgica e Brasil (estes cinco representam 15% do EBITDA da EDPR no 1S12).

O EBITDA da EDPR subiu 23% no período (+€94M) para €504M no 1S12, reflectindo um aumento de 4% da capacidade instalada, +282MW para 7.169MW a Jun-12, um factor médio de utilização de 32% no 1S12, +1pp no período, e uma melhoria do preço médio de venda, +10% para €61/MWh, explicada não só por um aumento dos preços na maioria dos países onde a EDPR opera mas também por um aumento do peso da electricidade produzida na Europa, vendida a preços acima da média. Os mercados que mais contribuíram para este crescimento de EBITDA foram: (1) os EUA (+€36M), reflectindo um contributo positivo de €15M relativo a variações cambiais (apreciação de 8% do Dólar face ao EUR), 144MW de capacidade adicional (51% do total instalado no período), um factor médio de utilização superior (+1pp para 38%) e um aumento do preço médio de venda (+3% para USD46/MWh); (2) o mercado Europeu não Ibérico (+€33M), devido a 101MW de nova capacidade (36% do total instalado; Roménia: +57MW; Polónia: +22MW; França: +22MW), a um aumento do factor médio de utilização (+2pp para 25%) e a um preço médio de venda superior (+11% para €106/MWh); e (3) Espanha (+€29M, incluindo resultados de coberturas), reflectindo 21MW de capacidade adicional (8% do total adicionado), um factor médio de utilização superior (+1pp para 28%) e um preço médio de venda superior (+7% para €88/MWh). Em Portugal, o EBITDA aumentou 5% (+€3M), reflectindo a entrada em operação de 16MW de capacidade adicional (6% do total instalado no período), um factor médio de utilização estável de 27% e um preço médio de venda superior (+5% para €107/MWh). O observado aumento dos custos operacionais líquidos (+22M) reflecte essencialmente: i) um aumento dos fornecimentos e serviços externos (incluindo custos com O&M) e custos com pessoal, devido à apreciação do USD, a uma menor capitalização de custos com pessoal e ao crescimento do negócio; e ii) um aumento dos

outros custos operacionais, suportado por um crescimento das despesas com rendas e impostos, maioritariamente indexadas ao desempenho operacional, e por menores ajustamentos às provisões. As amortizações líquidas aumentaram €10M no período, reflexo da expansão do portfólio de activos eólicos da EDPR, parcialmente compensada pelo impacto da introdução, no 2T11, da extensão para 25 anos da vida útil dos activos eólicos da EDPR. Em consequência, o EBIT da EDPR subiu 42% (+€84M) para €282M no 1S12.

A dívida líquida da EDPR aumentou 8% no período (+€0,3MM) para €3,5MM a Jun-12, reflexo do investimento em nova capacidade, de alterações no montante de fundo de maneo relativo a fornecedores de equipamento e da apreciação do Dólar face ao Euro (a Jun-12, 40% da dívida da EDPR estava denominada em USD). A dívida líquida da EDPR contraída junto de instituições financeiras (fora do Grupo EDP), que representava 20% da dívida líquida a Jun-12, está essencialmente relacionada com financiamentos de longo prazo através de "project finance", nomeadamente na Polónia, Roménia, Brasil e Espanha. Em Mar-12, a EDPR executou €177M de "project finance" para 125MW em Espanha. Os passivos relativos a parcerias institucionais aumentaram €0,1MM no período para €1,0MM a Jun-12, devido à assinatura, no 2S11, de dois novos acordos de financiamento com parceiros institucionais (USD116M em Jul-11 e USD124M em Dez-11, dos quais USD97M de encaixe inicial) e à apreciação do Dólar.

Os Resultados financeiros aumentaram 38% no período (+€37M) para -€135M no 1S12: i) os encargos com juros líquidos aumentaram 11% (+€10M), reflectindo o impacto cambial nos juros da dívida denominada em USD e um aumento da dívida financeira média (1S12: €4,0MM vs. 1S11: €3,5MM), enquanto o custo médio da dívida diminuiu de 5,6% no 1S11 para 5,3% no 1S12, traduzindo as taxas atractivas contratadas nos últimos acordos de financiamento; ii) os custos capitalizados caíram €14M devido a um abrandamento do investimento no período; e iii) as diferenças cambiais foram negativamente afectadas pela apreciação do Dólar e depreciação do Leu Romano.

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

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

EDP Renováveis: EUA & Espanha



EUA	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	3.422	3.278	4,4%	+144
Em "PTC"	2.123	2.024	4,9%	+99
Em "cash grant flip"	500	455	10%	+45
Em "cash grant"	799	799	-	-
Factor médio de utilização (%)	38%	36%	-	1p.p.
Preço médio de venda (USD/MWh)	45,9	44,7	2,5%	+1,1
Euro/USD - Taxa média do período	1,30	1,40	-7,6%	-0,11
CAE/Coberturas				
Capacidade instalada (MW)	2.659	2.513	5,8%	+146
Electricidade produzida (GWh)	4.281	3.654	17%	+626
Preço médio de venda (USD/MWh)	51,7	49,6	4,1%	+2,0
Mercado				
Capacidade instalada (MW)	763	764	-0,2%	-2
Electricidade produzida (GWh)	1.326	1.450	-8,5%	-124
Preço médio de venda (USD/MWh)	24,9	30,1	-17%	-5,1
Margem Bruta (USD M)	252	226	11%	+26
Receitas PTC & Outras (USD M)	92	86	7,7%	+7
Margem Bruta Ajustada (USD M)	344	312	10%	+32
EBITDA (USD M)	254	224	13%	+29
EBIT (USD M)	120	81	48%	+39
Inv. Operacional Líquido (USD M)	49	180	-73%	-132
Inv. Operacional Bruto	54	181	-70%	-127
"Cash grant" recebido	(5)	(1)	-	-4
Capacidade em construção (MW)	215	144	49%	+71

Espanha	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.211	2.190	1,0%	+21
Factor médio de utilização (%)	28%	27%	-	1p.p.
Preço médio obtido pool (€/MWh)	45,3	44,6	1,7%	+0,7
Preço médio final venda (€/MWh) (1)	87,7	82,2	6,6%	+5,4
Capacidade - Regime Transitório				
Capacidade instalada (MW)	1.153	1.153	-	+0
Electricidade produzida (GWh)	1.360	1.307	4,0%	+53
Capacidade - RD 661/2007				
Capacidade instalada (MW)	1.058	1.037	2,1%	+21
Electricidade produzida (GWh)	1.279	1.068	20%	+211
Resultados da Cobertura (€ M)	3,2	(1,7)	-	+5
Margem Bruta (€ M) (1)	230	194	19%	+37
EBITDA (€ M) (1)	184	155	18%	+29
EBIT (€ M) (1)	109	85	28%	+24
Investimento operacional (€ M)	20	47	-57%	-26
Capacidade em construção (MW)	100	61	64%	+39

Nos EUA, a capacidade aumentou 144MW, no seguimento: i) da conclusão do parque eólico Timber Road II (99MW no Ohio, dos quais 54MW já estavam em operação a Jun-11; produção vendida através de CAE; incentivos fiscais recebidos através de "cash flip deal"); e ii) do comissionamento de Blue Canyon VI (99MW no Oklahoma; produção vendida em mercado (SPP); incentivos fiscais recebidos através de acordo de financiamento com parceiros institucionais) – o parque eólico de Blue Canyon VI beneficia de características muito competitivas, dado o baixo custo investimento e um factor médio de utilização acima dos 40%, o que permite à EDPR maximizar a criação de valor do projecto através da incorporação dos PTCs ("Production Tax Credits") em detrimento do subsídio financeiro ("cash grant").

O factor médio de utilização aumentou 1pp para 38% no 1S12, dada a evolução favorável dos recursos eólicos nas regiões Centrais e de Leste. A produção vendida ao abrigo dos CAE aumentou 17% no período, enquanto a produção vendida em mercado diminuiu 9%, reflectindo o contributo positivo da entrada em vigor dos CAE assinados nos últimos períodos para 359MW de capacidade em mercado (184MW cujo CAE teve início em Jan-12 e 175MW cujo CAE teve início em Jun-12). O preço médio de venda (excluindo receitas com incentivos fiscais) da energia vendida através de CAE/coberturas aumentou 4% para USD52/MWh, reflexo da aplicação dos factores de actualização anual de preços. O preço médio de venda em mercado caiu 17% para USD25/MWh, devido a uma redução acentuada dos preços do gás (-36% no período para \$2.74/MMBtu). No global, o preço médio de venda nos EUA aumentou 3% para USD46/MWh no 1S12, uma vez que os maiores volumes produzidos ao abrigo dos CAE, que apresentaram preços superiores, compensaram os preços inferiores da produção em mercado. **A margem bruta (incluindo receitas de PTCs) aumentou USD32M no período para USD344M no 1S12.** Os custos operacionais aumentaram em apenas 3% (+€2M), consideravelmente abaixo do ritmo de crescimento do negócio, tendo beneficiado de uma redução dos fornecimentos e serviços externos, em linha com uma contínua monitorização dos custos com O&M por parte da EDPR. Em consequência, **no 1S12, o EBITDA aumentou USD29M para USD254M, enquanto o EBIT aumentou USD39M para USD120M**, reflectindo a extensão da vida útil dos parques eólicos, com impacto apenas a partir do 2T11. A Jun-12, a EDPR tinha 215MW em construção nos EUA, relativos ao parque eólico Marble River em Nova Iorque (mercados NYISO/NEISO), com entrada em funcionamento prevista para este ano e com um CAE de 10 anos associado à venda dos "Renewable Energy Certificates" (RECs).

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

O EBITDA da EDPR em Espanha (incluindo resultados com coberturas) aumentou €29M no período para €184M no 1S12. O EBIT melhorou €24M para €109M no 1S12, traduzindo amortizações superiores devido ao aumento da capacidade instalada. Nos últimos 12 meses, a EDPR expandiu o seu portfólio de capacidade em Espanha em 21MW. O factor médio de utilização melhorou 1pp para 28% no 1S12, uma vez que os elevados recursos eólicos do 2T12 mais do que compensaram a queda do 1T12. O preço médio aplicado à capacidade em regime transitório fixou-se nos €89/MWh (excluindo resultados com coberturas), +1pp no período, consequência de uma leve recuperação do preço médio obtido na "pool" (+2%), enquanto o preço médio aplicado à capacidade abrangida pelo RD661/2007 atingiu os €84/MWh, +9% no período. De notar que dos 2,6TWh produzidos no 1S12, 83% foram vendidos sem exposição a preços de mercado, através de coberturas (916GWh), opção de tarifa fixa (1.193GWh) ou mecanismo de tarifa mínima (86GWh), sendo que apenas 17% (444GWh) foram vendidos a preço de mercado acrescido de um prémio de €38,3/MWh. No global, a tarifa média eólica em Espanha, incluindo os resultados com coberturas, subiu 7% para €88/MWh, reflectindo a subida dos preços nos contratos de cobertura (€52/MWh vs. €44/MWh), a decisão estratégica de escolha da tarifa fixa no âmbito do RD661/2007, a indexação à inflação dos preços regulados ao abrigo do RD661/2007 e o aumento do preço médio obtido na "pool". Para o 2S12, a EDPR já vendeu a prazo 1,0TWh a um preço médio de €52/MWh para a capacidade ao abrigo do regime transitório. A Jun-12, a EDPR tinha 100MW em construção em Espanha, todos em pré-registo e com entrada em operação prevista para o ano 2012. Recorde-se que, em Jan-12, o governo espanhol introduziu uma moratória no pagamento do prémio a todos os novos projectos de capacidade eólica que não estão em pré-registo, tendo mantido o "status quo" e remuneração de longo prazo para a capacidade instalada e projectos em pré-registo.

(1) Inclui os ganhos/perdas de cobertura

EDP Renováveis: Portugal, Resto da Europa & Brasil



Portugal	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	615	599	2,7%	+16
Factor médio de utilização (%)	27%	27%	-	-0p.p.
Electricidade produzida (GWh)	707	697	1,4%	+10
Preço médio de venda (€/MWh)	107	102	5,1%	+5
Margem Bruta (€ M)	77	72	6,4%	+5
EBITDA (€ M)	62	60	4,6%	+3
EBIT (€ M)	49	45	9,4%	+4
Investimento operacional (€ M)	9	1	-	+8
Capacidade em construção (MW)	-	-	-	-
ENEOP Capacidade Instalada (MW)	332	275	21%	+57

Resto da Europa (2)	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
França & Bélgica				
Capacidade instalada (MW)	363	341	6,3%	+22
Factor médio de utilização (%)	25%	23%	-	2p.p.
Electricidade produzida (GWh)	396	337	18%	+60
Preço médio de venda (€/MWh)	92	90	1,7%	+2
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	190	168	13%	+22
Factor médio de utilização (%)	29%	26%	-	3p.p.
Electricidade produzida (GWh)	237	147	61%	+90
Preço médio de venda (PLN/MWh)	423	453	-6,4%	-29
Euro/PLN - Taxa média do período	4,25	3,95	7,4%	+0,29
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	285	228	25%	+57
Factor médio de utilização (%)	23%	19%	-	4p.p.
Electricidade produzida (GWh)	238	101	136%	+137
Preço médio de venda (RON/MWh)	600	364	65%	+236
Euro/RON - Taxa média do período	4,39	4,18	5,0%	+0,21
Margem Bruta (€ M)	92	56	64%	+36
EBITDA (€ M)	76	42	79%	+33
EBIT (€ M)	52	22	141%	+30
Investimento operacional (€ M)	41	107	-61%	-65
Capacidade em construção (MW)	154	121	27%	+33

Brasil	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	84	84	-	-
Factor médio de utilização (%)	25%	24%	-	1p.p.
Electricidade produzida (GWh)	93	29	227%	+65
Preço médio de venda (€/MWh)	279	274	2,1%	+6
Euro/Real - Taxa média do período	2,41	2,29	5,5%	+0,13
Margem Bruta (R\$ M)	23	8	206%	+16
EBITDA (R\$ M)	14	3	-	+10
EBIT (R\$ M)	6	1	-	+5
Investimento operacional (R\$ M)	3	136	-98%	-133
Capacidade em construção (MW)	-	-	-	-

Em Portugal, a Jun-12, a capacidade instalada da EDPR totalizava 615MW (+16MW), toda remunerada ao abrigo do antigo regime tarifário, definido por 15 anos, e de acordo com o qual as tarifas estão indexadas à inflação e às horas anuais de produção. No 1S12, o factor médio de utilização permaneceu estável nos 27%, suportado por um elevado recurso eólico no 2T12, que mais do que compensou um recurso eólico abaixo da média no 1T12. A produção eólica aumentou 1%, suportada por um aumento de 30% no 2T12, enquanto a tarifa média aumentou 5% para €107/MWh, reflexo da indexação à inflação. Em consequência, **o EBITDA totalizou €62M no 1S12, +€3M no período, enquanto o EBIT aumentou €4M para €49M**, reflectindo menores amortizações devido à referida extensão da vida útil dos parques eólicos. Ainda em Portugal, a EDPR detém uma participação no consórcio ENEOP (consolidado pela EDPR por equivalência patrimonial) com licença para construir 1.200MW (480MW atribuíveis à EDPR). Os parques eólicos da ENEOP são remunerados ao abrigo do novo regime tarifário, a c€74/MWh (no primeiro ano de operação), estando a tarifa igualmente indexada à inflação e garantida por 15 anos. A Jun-12 a ENEOP tinha 830MW em operação (332MW atribuíveis à EDPR) e 116MW (46MW atribuíveis à EDPR) em construção.

Nos mercados europeus fora da P. Ibérica, a EDPR instalou 101MW, tendo aumentado a sua capacidade para 838MW no 1S12. A produção eólica subiu 49% para 871GWh no 1S12, reflectindo a entrada em operação de capacidade adicional e um factor médio de utilização superior, +2pp para 25% no 1S12, com todas as geografias a contribuírem positivamente para esta evolução. O preço médio de venda aumentou 11% para €106/MWh, suportado pelo forte crescimento do preço médio na Roménia (+65% em moeda local) e aumento do seu peso relativo na produção eólica (27% vs. 17% no 1S11). **O EBITDA subiu €33M para €76M no 1S12, enquanto o EBIT cresceu €30M para €52M no 1S12**, 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. No 1S12, a tarifa média da EDPR em França 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 2 parques eólicos em operação num total de 190MW de capacidade: i) o parque eólico de Margonin, com uma capacidade de 120MW, 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) o parque eólico de Korsz de 70MW, cuja produção é vendida através de um CAE com maturidade de 10 anos. No 1S12, o preço médio de venda na Polónia fixou-se nos PLN423/MWh, -6% no período, devido essencialmente à diferente estrutura contratual de preços dos 70MW do parque eólico de Korsz, instalados em 2011. No final de Jun-12, a EDPR tinha 80MW em construção na Polónia.

Na Roménia, a EDPR tem 285MW de capacidade em operação (+57MW no período). A produção eólica é vendida a 'preço de mercado + CV'. O preço de venda dos CVs está sujeito a um valor mínimo e máximo fixado em Euros (para 2012, o mínimo foi fixado em €28,2/MWh e o máximo em €57,4/MWh). Em 2010, o governo aprovou a atribuição aos produtores eólicos de 2 CVs por MWh produzido até 2017. A plena implementação do segundo CV (aprovada por lei em Jul-11) ocorreu apenas no final de 2011. No 1S12, o preço médio de venda na Roménia foi de RON600/MWh, + 65% no período, consequência da plena implementação do segundo CV, o que tornou o mercado romeno um dos mais atractivos para o desenvolvimento de capacidade eólica. A Jun-12, a EDPR tinha 26MW em construção na Roménia.

Em Itália, no final de Jun-12, a EDPR tinha 40MW em construção. Para a capacidade instalada antes de Dez-12, os produtores eólicos recebem o 'preço de mercado + CV' até 2015; após 2015, estes parques eólicos irão transitar para um regime de tarifa fixa. No que se refere à 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 instalada, todos remunerados ao abrigo do PROINFA, através de uma tarifa fixa actualizada à inflação por um período de 20 anos. No 1S12, o factor médio de utilização melhorou 1pp para 25%, dada a contribuição positiva dos 70MW do parque eólico de Tramandaí instalados em Mai-11, embora parcialmente mitigada pelo menor recurso eólico que caracterizou o 2T12. O preço médio de venda aumentou 2% para \$R279/MWh, reflexo da actualização à inflação.

Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



Income Statement (€ m)	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	934,2	907,8	2,9%	+26
Fornecimentos e serviços externos	209,6	217,9	-3,8%	-8
Custos com pessoal	77,8	78,0	-0,3%	-0
Custos com benefícios sociais	13,2	40,7	-68%	-28
Outros custos operacionais (líquidos)	113,7	46,8	143%	+67
Custos Operacionais Líquidos (1)	414,3	383,4	8,1%	+31
EBITDA	520,0	524,4	-0,8%	-4
Provisões	0,1	5,6	-99%	-6
Amortizações líquidas	156,8	173,5	-9,6%	-17
EBIT	363,1	345,3	5,1%	+18

Capex & Opex Performance	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (6)	287,3	295,9	-2,9%	-9
Custos control./cliente (€/cliente)	35,67	36,74	-2,9%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	1.104,3	1.146,8	-3,7%	-42
Empregados (#)	4.172	4.459	-6,4%	-288
Investimento Operacional (€ M)	184,2	166,6	11%	+18
Rede de Distribuição (Km)	260,2	258,0	0,9%	+2

Regulatory Receivables (€ m)	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	2.273,0	1.425,5	59%	+848
Espanha - Déficit Tarifário (4)				
Início do período	513,6	759,1	-32%	-245
Défices tarifários anos anteriores (5)	(164,4)	(314,6)	48%	+150
Gerado no período	121,0	51,6	134%	+69
Outros (3)	-	36,0	-	-36
Fim do período	470,3	532,0	-12%	-62

Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás				
Início do período	739,7	188,4	293%	+551
Desvios tarifários anos anteriores (2)	(297,3)	43,9	-	-341
Gerado no período	802,5	357,5	124%	+445
Outros (3)	35,3	2,0	-	+33
Fim do período	1.280,1	591,8	116%	+688

Portugal - CMEC's				
Início do período	390,3	488,2	-20%	-98
(Recuperado)/Devolvido no Período	(153,0)	(266,6)	43%	+114
Gerado no período	285,6	80,2	256%	+205
Outros	(0,3)	-	-	-0
Fim do período	522,7	301,8	73%	+221

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

O EBITDA das redes reguladas diminuiu 1% no 1S12 para €520M devido à: (i) venda de activos de transmissão à REE (€27M) no 1T11, (ii) mais valia da venda de um terreno a uma empresa do grupo no montante de €21M no 1S11 (sem impacto ao nível do consolidado) e (iii) alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões e actos médicos: os respectivos montantes, contabilizados como custos operacionais no 1S11 (€29M), são agora contabilizados ao nível dos resultados financeiros (€29M no 1S12). Excluindo estes impactos, o EBITDA cresceu 3% em termos homólogos (+€14M) suportado por um aumento dos proveitos regulados da distribuição de electricidade em Portugal devido ao aumento na taxa de retorno de 8,56% para 10,3% (melhor previsão com base na evolução média dos CDS 5 anos de Portugal desde Out-11), que compensou uma queda de 7% dos proveitos regulados da distribuição de electricidade em Espanha devido às recentes alterações regulatórias em Espanha (RDL 13/2012). Os **custos controláveis** diminuíram 3% face ao período homólogo devido a uma diminuição dos custos com pessoal e maior eficiência. O **investimento operacional** aumentou 11% no período com enfoque na melhoria da qualidade de serviço.

Os **recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica** aumentaram de €1.426M em Jun-11 para €2.273M em Jun-12 impulsionado por um aumento na distribuição de electricidade e comerc. de último recurso em Portugal, principalmente devido ao: (1) défice tarifário relativo ao sobrecusto de 2012 que deverá totalizar €972M em Dez-12, (2) criação de um diferimento de €141M relativo a desvios dos CMEC, (3) maiores custos de aquisição da produção em regime especial e (4) menor preço médio de venda dessa produção do que o estimado pelo regulador.

O **montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha** no final de Jun-12 totalizavam €470M (incluindo juros/actualizações financeiras): i) €121M do défice tarifário de 2012; ii) €212M do défice tarifário de 2011; iii) €138M relativos ao défice de 2010. No 1S12, 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 Jun-12, o défice total espanhol pendente de securitização totalizava €7MM. Para o 3T12, a **tarifa de último recurso aumentará 4,0%** baseada num custo médio em baseload da electricidade de €57,5/MWh **reflectindo na totalidade o aumento de 9,5% dos custos de energia** do leilão CESUR e as tarifas de acesso irão manter-se inalteradas face ao trimestre passado.

O **montante de recebimentos futuros da actividade de Distribuição de electricidade e comerc. de Último Recurso em Portugal** aumentou de €720M em Dez-11 para €1.254M em Jun-12 deveu-se a: (1) +€153M devido principalmente ao diferencial entre a compra e venda dos preços de produção em regime especial (sobrecusto) acima do esperado (€68,5/MWh no 1S12 vs. €46,6/MWh assumido pela ERSE), (2) €486M devido ao défice tarifário relativo ao sobrecusto do regime especial de 2012 que deverá totalizar €972M em Dez-12, (3) €158M essencialmente devido ao desvio tarifário negativo gerado na act. de distribuição de electricidade relacionado com o pagamento de défice tarifário ex-ante à REN no montante de €141M, que a EDP receberá em 2013 através das tarifas e (4) €297M recuperados através de tarifas do 1S12 referente a desvios tarifários negativos em anos anteriores.

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

O **montante de recebimentos futuros dos CMEC** aumentou de €390M em Dez-11 para €523M em Jun-12 devido a: (1) €153M recuperados através das tarifas em 1S12 relacionadas com desvios negativos de 2011 e (2) €286M de desvio negativo entre a margem bruta definida no CMEC e em mercado impulsionado por um tempo extremamente seco no trimestre (factor de produção hídrica caiu 67% relativamente a um ano médio). Este montante deverá ser recebido em até 24 meses através das tarifas de acesso, pagas por todos os consumidores de electricidade em Portugal.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais + Rendas de Cessão) + 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)	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	683,8	646,9	5,7%	+37
Fornecimentos e serviços externos	158,2	163,4	-3,2%	-5
Custos com pessoal	61,8	63,0	-1,9%	-1
Custos com benefícios sociais	11,7	38,2	-69%	-26
Rendas de concessão	124,7	121,2	2,9%	+4
Outros custos operacionais (líquidos)	5,4	(27,7)	-	+33
Custos Operacionais Líquidos (1)	361,8	358,0	1,0%	+4
EBITDA	322,0	288,9	11%	+33
Provisões	0,1	5,8	-98%	-6
Depreciações e amortizações líquidas	110,8	123,8	-11%	-13
EBIT	211,1	159,2	33%	+52

O EBITDA reportado das actividades de distribuição e comercialização de último recurso em Portugal foi de €322M no período. De realçar que a EDP alterou a sua política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões e actos médicos: os respectivos montantes, que até agora eram contabilizados como custos operacionais são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros. Isto implicou uma diminuição nos custos com benefícios sociais de €29M no 1S12 nesta actividade. **Excluindo o impacto desta reclassificação no 1S11 (€29M) e a mais valia da venda de um terreno a uma empresa do grupo no montante de €21M (sem impacto ao nível do consolidado), o EBITDA aumentou 8% (+€25M).** Este aumento deve-se a um aumento da taxa de retorno sobre activos e menor sensibilidade a alterações do consumo.

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

Margem Bruta	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	683,8	646,9	5,7%	+37
Margem bruta regulada	678,2	640,8	5,8%	+37
Margem bruta não-regulada	5,6	6,2	-9,9%	-1
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	632,0	589,4	7,2%	+43
Electricidade distribuída (GWh)	22.237	23.576	-5,7%	-1.339
Pontos de ligação à rede (mil)	6.116,5	6.153,6	-0,6%	-37
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	47,3	52,4	-10%	-5
Clientes fornecidos (mil)	5.532,7	5.789,4	-4,4%	-257
Electricidade vendida (GWh)	10.211	12.869	-21%	-2.658

No 1S12, a **electricidade distribuída** caiu 5,7% 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% em Out-11). O número de pontos de abastecimento diminuiu 0,6% levando a um impacto imaterial ao nível da margem bruta.

Os **proveitos regulados da actividade de distribuição** aumentaram €43M para €632M no 1S12, no seguimento de: (1) um impacto positivo de €25M devido a um aumento do retorno sobre o RAB (10,3% em 2012 numa base preliminar vs. 8,56% em 2011). A remuneração dos activos foi fixada numa base preliminar indexada à média dos CDS 5 anos da República Portuguesa entre Out-11 e Set-12, e (2) um impacto negativo de €7M relativo à energia distribuída ter ficado abaixo da previsão realizada pela ERSE.

Os **proveitos regulados da actividade do comercializador de último recurso (EDP SU)** diminuíram 10% para €47M devido à passagem de clientes para o mercado liberalizado, especialmente no segmento industrial, em linha com o calendário de liberalização do mercado Português de fornecimento de electricidade. Em 1 de Julho de 2012, uma nova etapa foi alcançada no processo de liberalização do fornecimento de electricidade em Portugal. A partir desta data, a EDP SU não pode realizar novos contratos com clientes que necessitam de potência contratada $\geq 10,35$ kVA, enquanto 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 regulador vai anunciar um novo aumento da tarifa para os clientes da EDP SU $\geq 10,35$ kVA a partir de Out-12. O volume de energia fornecida pelo comercializador de último recurso caiu 21% em termos homólogos para 10,2TWh e como resultado, a quota de mercado em termos de electricidade comercializada caiu de 55% no 1S11 para 46% no 1S12.

Custos controláveis diminuíram 3% face ao período homólogo resultante da redução dos custos com pessoal que reflectem uma diminuição do número de colaboradores em 48.

EBIT aumentou 33% face ao período homólogo devido a menores provisões para assuntos legais no 1S12 e uma diminuição não recorrente das amortizações líquidas no montante de €7M no 1T12.

O **investimento operacional** no 1S12 aumentou 7% para €129M. O Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) acumulado no 1S12 foi de 21 minutos o que reflecte uma melhoria significativa face ao 1S11, em resultado do investimento em melhoria da qualidade de serviço e beneficiando de condições meteorológicas sem eventos extraordinários.

Investimento & Custos Operac.	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (4)	220,0	226,4	-2,8%	-6
Custos control./cliente (€/cliente)	36,0	36,8	-2,2%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	986,9	1.021,9	-3,4%	-35
Empregados (#)	3.575	3.623	-1,3%	-48
Investimento Operacional (€ M)	129,3	120,9	7,0%	+8
Rede de distribuição (Km)	222,9	221,6	0,6%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (5)	21	38	-46%	-18

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

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

(4) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal. (5) Ajustado de impactos não recorrentes (tempestades, incêndios ...etc). No entanto, não foram registados eventos deste tipo no 1S12.

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



DR Operacional (€ M)	Electricidade Espanha			Gás Espanha			Gás Portugal		
	1S12	1S11	% Δ	1S12	1S11	% Δ	1S12	1S11	% Δ
Margem Bruta	81,9	90,5	-10%	133,0	130,8	1,7%	35,6	39,5	-10%
FSEs	21,8	25,2	-13%	21,0	21,7	-2,8%	8,5	7,7	11%
Custos Pessoal	9,7	9,7	0,3%	5,4	5,7	-5,4%	0,9	1,0	-13%
Custos Benefícios sociais	1,1	0,9	19%	0,3	0,2	95%	0,1	0,1	-1,6%
Outros custos operac. (líq.)	(14,8)	(46,3)	68%	(1,3)	(0,2)	-569%	(0,3)	(0,2)	-44%
Custos Operac. Líquidos (1)	17,8	(10,5)	-	25,5	27,4	-7%	9,2	8,6	7,5%
EBITDA	64,1	101,1	-37%	107,5	103,4	4,0%	26,3	30,9	-15%
Provisões	0,0	-	-	(0,1)	(0,3)	70%	0,0	0,0	-
Depr. e Amortizações líquidas	15,3	14,7	4,2%	24,0	28,8	-17%	6,7	6,1	9,2%
EBIT	48,8	86,4	-44%	83,6	74,9	12%	19,6	24,8	-21%
Investimento operacional	25,4	17,7	43%	14,2	11,9	19%	15,3	16,0	-4,5%
Margem Bruta	81,9	90,5	-9,6%	133,0	130,8	1,7%	35,6	39,5	-10%
Margem Bruta Regulada	77,0	83,1	-7,4%	116,8	113,3	3,1%	31,2	30,5	2,3%
Margem Bruta não-regulada	4,9	7,4	-34%	16,2	17,5	-7,2%	4,4	9,1	-52%

Actividade Redes Reguladas	1S12	1S11	% Δ	Abs. Δ
Nº Pontos Ligação (mil)				
Electricidade Espanha	656,6	654,0	0,4%	+3
Gás Espanha	1.001,6	987,5	1,4%	+14
Gás Portugal	280,7	258,7	8,5%	+22
Energia Distribuída (GWh)				
Electricidade Espanha	4.717	4.952	-4,7%	-234
Gás Espanha	31.259	25.789	21%	+5.470
Gás Portugal	4.125	3.767	9,5%	+358
Rede (Km)				
Electricidade Espanha	22.850	22.479	1,6%	+370
Gás Espanha	10.269	10.020	2,5%	+248
Gás Portugal	4.219	3.944	7,0%	+276
Empregados (#)				
Electricidade Espanha	318	326	-2,5%	-8
Gás Espanha	215	226	-4,9%	-11
Gás Portugal	64	64	0,0%	-

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha diminuiu 37% (€37M) para €64M no 1S12 reflectindo sobretudo: i) o impacto negativo do Decreto-Lei 13/2012, o que implicou uma descida de 7% dos proveitos regulados que totalizaram €77M no 1S12 e ii) a inclusão de €27M de um ganho não recorrente relativo à venda dos activos de transporte à REE no 1T11. Excluindo este último impacto, o EBITDA caiu 13% no 1S12 (€10M).

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 atribuídas à HC Distribución para 2012 para €151,4M (-11%).

A electricidade distribuída pela HC Distribución na região das Astúrias desceu 4,7% no 1S12, penalizada pela menor procura do segmento doméstico e industrial.

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha aumentou 4% (€+4M) para €108M no 1S12 devido principalmente ao aumento de 3% dos proveitos regulados (+€4M) e uma diminuição de 7% nos custos operacionais líquidos suportado por uma diminuição de 5% do custos com pessoal reflectindo uma diminuição do número de colaboradores.

Os proveitos regulados aumentaram 3% suportado por um crescimento de 1% no número de pontos de abastecimento e um aumento de 2% da rede de distribuição. O aumento de 21% do volume de gás distribuído para 31,3 GWh, deveu-se à ligação à nossa rede de uma refinaria do cliente 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 do negócio de transporte de gás de propriedade do Grupo EDP em Espanha (2011 EBITDA: €23,7M). O preço da transacção acordado representa um "enterprise value" de €262,5 milhões e a conclusão da transacção está sujeita a determinadas condições, incluindo as autorizações da autoridade da concorrência e de relevantes entidades regulatórias.

REDE DE GÁS REGULADO EM PORTUGAL

O EBITDA da actividade regulada de gás em Portugal diminuiu 15% (-€5M) face ao período homólogo para €26M no 1S12 devido à contabilização de desvios tarifários gerados no período e desvios de anos anteriores (aprovação em Portugal de um decreto-lei permite a contabilização dos desvios tarifários da mesma forma que na electricidade). O gás distribuído subiu 10% no período, suportado pelo aumento de 9% no número de pontos de abastecimento, justificado pelo esforço de densificação da rede na região operada pela EDP.

Em Jun-11, o regulador Português (ERSE) estabeleceu as tarifas de gás para o ano desde Jul-11 a Jun-12, tendo definido 9% de retorno para os activos para a distribuição de gás, traduzindo-se em proveitos regulados de €65M. A ERSE definiu um aumento médio de 3,9% na tarifa de último recurso para pequenos clientes e uma redução de 6,1% nas tarifas de acesso para grandes clientes.

Em Jun-12, a ERSE estabeleceu as tarifas para o próximo período regulatório 2012-13 fixando um aumento médio de 6,9% na tarifa de último recurso para pequenos clientes traduzindo-se em proveitos regulados de €69M.

EDP - Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)				Consolidado (€ M)				Energias do Brasil			
	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.	1S12	1S11	Δ %	
Margem Bruta	1.108,7	1.283,7	-14%	-175	459,2	561,1	-18%	-102	Cotação no fim do período (R\$/acção) (2)	12,89	12,53	2,8%
Fornecimentos e serviços externos	210,9	191,1	10%	+20	87,4	83,5	4,6%	+4	Total de acções (milhões) (2)	476,4	476,4	-
Custos com Pessoal	126,9	117,1	8,4%	+10	52,6	51,2	2,7%	+1	Acções próprias (milhões) (2)	0,8	0,8	-
Custos com benefícios Sociais	26,2	25,3	3,7%	+1	10,9	11,0	-1,7%	-0	Nº de acções detidas pela EDP (milhões) (2)	243,0	308,7	-21%
Outros custos operacionais (líquidos)	25,4	52,4	-52%	-27	10,5	22,9	-54%	-12	Euro/Real - Taxa de fim do período	2,58	2,26	-12%
Custos Operacionais Líquidos (1)	389,4	385,8	0,9%	+4	161,3	168,6	-4,4%	-7	Euro/Real - Taxa média do período	2,41	2,29	-5,2%
EBITDA	719,3	897,8	-20%	-179	297,9	392,4	-24%	-95	Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	5,1%		-
Provisions	3,8	28,6	-87%	-25	1,6	12,5	-87%	-11	Dívida Líquida / EBITDA (x)	2,04	1,31	
Depreciações e amortizações líquidas	171,5	168,1	2,0%	+3	71,0	73,5	-3,3%	-2	Custo Médio da Dívida (%)	8,91	9,49	-58 p.b
EBIT	544,0	701,1	-22%	-157	225,3	306,4	-26%	-81	Taxa de Juro Média (CDI)	9,01	10,80	-179 p.b
Result. da alienação de act. financ.	-	-	-	-	-	-	-	-	Empregados (#)	2.677	2.428	+249
Resultados financeiros	(117,7)	(135,2)	13%	+18	(48,7)	(59,1)	-18%	+10	Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	1S12	1S11	Δ %
Resultados em associadas	(4,1)	(1,4)	-202%	-3	(1,7)	(0,6)	-	-1	Dívida líquida	2.930	2.346	25%
Resultados Antes de Impostos	422,2	564,6	-25%	-142	174,9	246,8	-29%	-72	Recebimentos futuros da actividade regulada	91	(45)	-
Investimento Operacional	383,8	283,2	36%	+101	159,0	123,8	28%	+35	Interesses não controláveis	1.933	1.853	4,3%
Manutenção	107,4	153,6	-30%	-46	44,5	67,1	-34%	-23	Valor contabilístico	4.646	4.740	-2,0%
Expansão	276,5	129,6	113%	+147	114,5	56,6	102%	+58	Resultados Financeiros (R\$ M)	1S12	1S11	Δ %
									Juros financeiros líquidos	(135,2)	(112,4)	-20%
									Custos capitalizados	52,1	41,5	26%
									Diferenças Cambiais	(15,8)	(14,8)	-6,7%
									Outros	(18,8)	(49,4)	62%
									Resultados Financeiros	(117,7)	(135,2)	13%

As demonstrações financeiras da EDP – Energias do Brasil (EDPB) para o 1S12 reflectem uma alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: estes montantes, contabilizados no 1S11 como custos operacionais são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros (R\$14M no 1S12 e R\$12M no 1S11).

Em moeda local, o EBITDA da EDPB caiu 20% derivado do declínio da margem bruta no negócio da distribuição reflexo do impacto de desvios tarifários (-R\$186M no 1S12 vs. +R\$36M no 1S11) e incluindo o impacto positivo da alocação de maiores volumes contratados no 1S12 vs. 1S11 no negócio da produção.

Custos operacionais líquidos estáveis: (i) FSE subiram 10%, pela actualização à inflação dos contratos dos nossos fornecedores e de custos mais elevados de manutenção; (ii) custos com pessoal cresceram 8%, reflexo da actualização salarial anual de +1,0% em Mar-11 e de +7,3% em Nov-11 e também maior número médio de empregados; (iii) custos com benefícios sociais estáveis dado que custos não recorrentes com indemnizações relativas a programas de reestruturação de efectivos foram compensados pela alteração da política contabilística; (iv) outros custos operacionais líquidos caíram R\$27M, fruto de ganhos obtidos com a venda de edifícios no 1S12 (R\$16M) e de uma compensação recebida de um cliente pelo cancelamento do contrato de energia no 1T12 (R\$6M).

Os efeitos cambiais contribuíram negativamente com -€16M no EBITDA consolidado em Euros da EDPB dado que o Real depreciou-se 5% vs. o Euro.

As provisões diminuíram R\$25M uma vez que a EDPB tinha contabilizado no 2T11 uma provisão relacionada com o processo judicial com o cliente White Martins.

Os custos financeiros líquidos diminuíram R\$18M para R\$118M 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 anulado por (ii) a alteração da política contabilística da contabilização dos benefícios sociais (R\$14M) e (iii) 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 9,5% no 1S11 para 8,9% no 1S12) no seguimento da redução de 180pb nos Certificados de Depósito Interbancário para 9,0%.

A dívida líquida subiu 25% devido sobretudo ao investimento de expansão na construção da central de carvão de Pécem e da central hídrica de Jari. O prazo médio da dívida era de 4,8 anos em Jun-12 e **aprox. 100% da dívida estava denominado em moeda local ou protegida de variação cambial através de derivados.**

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

Na Assembleia Geral de Accionistas da EDPB de Abr-12 foi aprovado um desdobramento de todas as acções ordinárias da empresa por um rácio de 1:3. 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.

Em Mai-12 a EDPB anunciou a venda da sua participação de 100% na Evrecy, que detém activos de transporte na área da Escelsa, por R\$58M à CTEEP, estando ainda sujeito à aprovação por parte da ANEEL.

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	558,0	820,0	-32%	-262
Forn. e serviços externos	157,8	148,0	6,6%	+10
Custos com Pessoal	83,6	83,5	0,1%	+0
Custos com benefícios Sociais	22,8	22,5	1,3%	+0
Outros custos operac. (Liq.)	31,1	45,8	-32%	-15
Custos Operacionais Líquidos (1)	295,3	299,9	-1,5%	-5
EBITDA	262,6	520,1	-49%	-257
Provisões	1,1	29,1	-96%	-28
Deprec. e amortizações líquidas	91,4	83,2	9,8%	+8
EBIT	170,1	407,7	-58%	-238
Margem Bruta	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Margem Regulatória	640	784	-18%	-143
Desvio Tarifário do Período (5)	(178)	44	-	-223
Desvios Períodos Anteriores (3)	(14)	(10)	43%	-4
Outros (4)	110	2	-	+108
Margem Bruta	558	820	-32%	-262
Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)	91	(45)	-	+136
Clientes Ligados (Milhares)	2.875,6	2.785,2	3,2%	+90
Bandeirante	1.570,2	1.521,2	3,2%	+49
Escelsa	1.305,5	1.264,0	3,3%	+41
Electricidade Distribuída (GWh)	12.477	12.296	1,5%	+181
Bandeirante	7.382	7.327	0,7%	+55
Escelsa	5.095	4.969	2,5%	+126
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	4.608	4.700	-2,0%	-92
Electricidade Vendida (GWh)	7.869	7.595	3,6%	+273
Bandeirante	4.722	4.642	1,7%	+80
Resid., Comerc. e Outros	3.233	3.056	5,8%	+178
Industrial	1.488	1.586	-6,2%	-98
Escelsa	3.147	2.953	6,6%	+193
Resid., Comerc. e Outros	2.599	2.421	7,4%	+178
Industrial	548	532	2,9%	+15
Investimento e Custos Operac.	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (2)	241,4	231,5	4,3%	+10
Custos control./cliente (R\$/cliente)	84,0	83,1	1,0%	+1
Custos control./km rede (R\$/km)	2,8	2,7	2,9%	+0
Empregados (#)	2.089	2.005	4,2%	+84
Invest. Operacional (R\$M)	88,9	145,6	-39%	-57
Rede de Distribuição ('000 Km)	86,5	85,3	1,3%	+1

Na actividade de distribuição no Brasil, o EBITDA no 1S12 caiu 49% vs. 1S11, devido ao impacto negativo dos desvios tarifários (-R\$222M) no seguimento do congelamento das tarifas da Bandeirante de Out-11 a Out-12. No entanto, dado que a nova metodologia regulatória, que implica uma redução na taxa de retorno dos activos não foi aplicada às tarifas da Bandeirante de Out-11 a Out-12, esta terá de devolver às tarifas um montante estimado de R\$103M, respeitante ao 1S12, de acordo com os documentos da consulta pública lançada pela ANEEL em Jun-12. Estes dois impactos justificam o diferencial de -R\$119M entre margem regulatória e margem bruta do 1S12 vs 1S11. Adicionalmente, a margem bruta veio negativamente afectada em R\$29M no seguimento de uma decisão judicial que restabeleceu a resolução normativa da ANEEL que define que as compensações recebidas de clientes industriais por terem ultrapassado a procura de energia estipulado nos contratos devem ser contabilizadas como subsídios ao investimento. Ajustado destes impactos e da alteração da política contabilística relativa aos benefícios sociais, o EBITDA para o 1S12 e 1S11 seria de respectivamente R\$374M e R\$493M, ou -24% no 1S12 vs 1S11.

Alterações regulatórias: em Out-11 o regulador decidiu manter inalteradas as tarifas para a Bandeirante, dado que a metodologia para o 3º ciclo de revisão tarifária não tinha sido definido. Entretanto, a discussão sobre esta metodologia, resultou na publicação pela ANEEL das alterações regulatórias onde se estabelece um novo retorno sobre o RAB em 7,5% após impostos. A nova metodologia será apenas aplicada no próximo período regulatório (a partir de Out-12 mas com efeitos retroactivos a Out-11 para a Bandeirante e a partir de Ago-13 para a Escelsa). A revisão regulatória da Bandeirante encontra-se actualmente em consulta pública, com um impacto preliminar de -3,55% nas tarifas da Bandeirante, tendo implícito um RAB de R\$1.489M (+22% vs. a revisão regulatória de 2007).

Volumes de energia vendida e distribuída no 1S12: volume de energia vendida a clientes finais cresceu 3,6% face ao 1S11 (5,8% no 2T12 vs. 1T11), devido ao aumento no segmento residencial, comercial e outros de 6,5%, explicado por um incremento de 3,2% no número de clientes e do consumo médio per capita, no seguimento da reduzida taxa de desemprego e aumento do rendimento das famílias. Tal foi parcialmente compensado por uma queda de 4% no segmento industrial, fruto da redução da actividade industrial na área da Bandeirante, bem como da migração de clientes para o mercado livre. A energia distribuída subiu 1,5%, recuperando no 2T12 (+2,7% vs. 2T11) edis sendo penalizada pelos clientes no mercado livre, na sua maioria industriais, devido ao abrandamento da actividade industrial na área da Bandeirante e também devido a paragens para manutenção e o retomar da autoprodução em alguns clientes.

Os desvios tarifários ao nível da margem bruta influenciaram de forma negativa os resultados do 1S12 (-R\$186M) ao passo que no 1S11 tinham contribuído de forma positiva (+R\$36M). A margem bruta da distribuição inclui o impacto de desvios tarifários face as receitas reguladas anuais. Após 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. Por outro lado, as tarifas da Bandeirante ainda não incluem a nova metodologia no que respeita à menor taxa de retorno sobre o RAB, que será revista em Out-12 com impactos retroactivos a Out-11 (R\$103M no 1S12). Os desvios tarifários passados que estão a ser devolvidos pela EDPB através das tarifas, ascenderam a R\$14M no 1S12, valor em linha com o 1S11. Por outro lado, foi criado no 1S12 um desvio tarifário do período de -R\$178M (vs. um desvio tarifário de +R\$44M no 1S11). Este desvio tarifário foi criado devido: (i) custos incorridos com o transporte e encargos sectoriais não considerados nas tarifas; (ii) custos mais elevados de energia do que os reflectidos nas tarifas, intensificado por preços mais altos da energia fruto do tempo seco; (iii) maiores descontos nas tarifas de distribuição concedidos a clientes do mercado livre, em virtude da migração de diversos clientes para o mercado liberalizado. Consequentemente, os recebimentos futuros da actividade regulada aumentaram de R\$45M a devolver ao sistema em Jun-11 para R\$91M em Jun-12 a ser recebido pela EDPB a partir da próxima revisão anual tarifária.

Os custos controláveis aumentaram 4% no 1S12. Os custos com pessoal permaneceram estáveis uma vez que a actualização salarial anual de +1,0% em Mar-11 e de +7,3% em Nov-11 e o ligeiro aumento no número médio de empregados foram compensados pela nova alocação de custos intra-grupo sem impacto ao nível consolidado. Os FSE aumentaram 7%, reflexo da inflação e de níveis superiores de manutenção.

Os **outros custos operacionais** caíram R\$15M no 1S12 devido ao impacto não recorrente de ganhos obtidos com a venda de edifícios (R\$16M).

O **investimento operacional** caiu 39% para R\$89M, devido sobretudo a níveis mais elevados de subsídios ao investimento na Bandeirante devido à resolução normativa da ANEEL. 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) Inclui R\$103M do impacto retroactive relativo ao 1S12, da proposta de revisão regulatória da ANEEL para as tarifas da Bandeirante a ocorrer em Out-12 (5) Estes desvios tarifários a serem gerados no actual período serão recuperados pela EDP através das tarifas no próximo ajustamento anual da tarifa.

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	520,1	431,0	21%	+89
Fornecimentos e serviços externos	32,5	27,1	20%	+5
Custos com pessoal	21,0	19,9	5,7%	+1
Custos com benefícios Sociais	2,1	1,7	21%	+0
Outros custos operacionais (líquidos)	(4,1)	(0,3)	1201%	-4
Custos Operacionais Líquidos (1)	51,4	48,4	6,3%	+3
EBITDA	468,7	382,6	22%	+86
Provisões	0,4	0,8	-47%	-0
Deprec. e amortizações líquidas	74,1	85,3	-13%	-11
EBIT	394,1	296,5	33%	+98

Produção	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	520,1	431,0	21%	+89
Lajeado	221,0	169,4	30%	+52
Peixe Angical	177,1	154,6	15%	+23
Energest (15 centrais hídricas)	121,7	107,1	14%	+15
Capacidade Instalada - Hídrica (MW)	1.794	1.790	0,2%	+4
Lajeado	903	903	-	-
Peixe Angical	499	499	-	-
Energest (15 centrais hídricas)	393	389	1,0%	+4
Energia Vendida (GWh)	4.179	4.014	4,1%	+165
Lajeado	1.782	1.735	2,7%	+47
Peixe Angical	1.202	1.173	2,5%	+30
Energest (15 centrais hídricas)	1.195	1.106	8,0%	+89
Preço Médio de Venda (R\$/MWh)	138,3	129,0	7,2%	+9
Lajeado	118,9	112,9	5,4%	+6
Peixe Angical	172,1	160,4	7,3%	+12
Energest (15 centrais hídricas)	122,4	117,2	4,5%	+5
Investimento Operac. (R\$ Milhões)	294,0	136,7	115%	+157
Manutenção	17,6	7,1	148%	+10
Expansão	276,5	129,6	113%	+147
Pécem	180,5	118,9	52%	+62
Jari	95,8	-	-	+96
Outros	0,2	10,7	-98%	-11
Empregados (#)	413	267	54%	+146

Comercialização	1S12	1S11	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	26,7	28,9	-7,6%	-2
Custos operacionais (R\$ M)	(2,9)	2,7	-	-6
EBITDA (R\$ M)	29,6	26,1	13%	+3
Vendas electricidade (GWh)	5.213	4.980	4,7%	+233
Número de clientes (#)	199	100	99%	+99

O EBITDA da actividade de produção aumentou 22% no período, suportado essencialmente pela actualização dos CAE à inflação e por volumes de energia vendida mais elevados no 1S12 vs 1S11.

A capacidade instalada aumentou 4MW devido à conclusão de uma parte da repotenciação de Mascarenhas no 2T12.

O volume de electricidade vendida cresceu 4,1% no 1S12, reflexo do aumento da capacidade média instalada e da alocação anual dos volumes contratados, traduzindo-se num impacto de +R\$89M. Em Dez-11 era expectável uma subida no preço de mercado no 1T12. Assim, as empresas de distribuição optaram por uma alocação anual mais alisada vs. 2011, solicitando maiores volumes de electricidade contratada para o 1S12 vs. 1S11. O tempo seco que se fez sentir no 1S12 levou a um aumento significativo no preço de mercado: R\$115,4/MWh no 1S12 vs. R\$27,0/MWh no 1S11.

O preço médio de venda aumentou 7% no 1S12 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.

Os **custos com pessoal** subiram 6% não reflectindo ainda o aumento do número de empregados, relacionado com a força de trabalho de Pécem, dado que estes custos estão ainda a ser capitalizados.

As **depreciações e amortizações líquidas caíram R\$11M para R\$74M** dado que no 1T11 foram reconhecidos abates referentes a custos de desenvolvimento de projectos de *pipeline* da produção (biomassa).

O investimento operacional mais do que duplicou, subindo para R\$294M. O investimento operacional de expansão representa 94%, dos quais 65% referem-se à construção da central a carvão de Pecém e 35% à central hídrica de Jari. A EDPB já investiu um total de R\$1.603M no Pécem e R\$155M em Jari, incluindo custos capitalizados. A entrada em serviço de Jari é esperada para 2015.

Na **central de carvão Pécem (720MW)**, a EDPB detém uma parceria de 50% com a MPX Mineração e Energia. As condições contratadas com o sistema Brasileiro de electricidade incluem a disponibilidade de uma capacidade instalada de 615MW a partir de Jan-12 por um prazo de 15 anos. Por motivos de força maior, a ANEEL aprovou a prorrogação da data de comissionamento e disponibilidade da central para 23-Jul-2012. Em Jul-12 a EDPB e a MPX anunciaram um acordo para adquirir por um preço simbólico de R\$1, 100% da MABE Brasil, o consórcio responsável pela construção do Pécem, por forma a garantir uma gestão eficiente e para evitar disrupções até à conclusão do projecto. Também em Jul-12 a EDPB e a MPX enviaram uma carta à ANEEL, solicitando o repasse dos custos de aquisição de energia incorridos enquanto a central não estiver operacional. É expectável que o 1º grupo esteja operacional no 3T12 e o 2º grupo no 4T12. Pécem irá gerar um EBITDA estimado (quota-parte de 50% correspondente à EDPB) de R\$200M 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.

O aproveitamento hidroeléctrico de Santo António do Jari, um projecto de 373MW (decorrente de aprovação pelo regulador de 73MW adicionais, a crescer aos 300MW iniciais), tem já 190MW médios contratados através de um CAE a 30 anos a um preço de R\$104/MWh. O desembolso total situar-se-á entre R\$ 1.270M e R\$ 1.410M. Em Ago-11, iniciaram-se os trabalhos preliminares de construção tendo em Out-11 sido emitidas obrigações no valor de R\$300M e contratado um empréstimo-ponte com o Banco do Brasil, no valor de R\$360M, ambos com uma maturidade de 2 anos e com um custo de 110,5% e 109% sobre a CDI, respectivamente.

A actividade de trading e comercialização é desempenhada pela subsidiária Enertrade no mercado livre através do fornecimento de energia a grandes clientes industriais sem incorrer em riscos materiais no mercado energético. **No 1S12, o EBITDA cresceu 13% para R\$30M**, fruto de: (i) compensação recebida de um cliente pelo cancelamento do contrato de energia (R\$6M); (ii) aumento do volume comercializado em 5% 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



1S12 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	487,0	399,6	934,2	602,4	459,2	(93,3)	2.789,2
Fornecimentos e serviços externos	39,3	132,8	209,6	119,6	87,4	(143,0)	445,6
Custos com pessoal	36,5	48,6	77,8	25,7	52,6	53,6	294,7
Custos com benefícios sociais	0,0	3,5	13,2	3,6	10,9	4,3	35,5
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	8,9	32,6	113,7	(50,0)	10,5	12,6	128,3
Custos Operacionais	84,7	217,5	414,3	98,9	161,3	(72,5)	904,1
EBITDA	402,3	182,1	520,0	503,5	297,9	(20,8)	1.885,1
Provisões	1,0	(1,8)	0,1	-	1,6	5,9	6,8
Depreciações e amortizações líquidas (1)	99,1	130,1	156,8	221,7	71,0	25,3	704,0
EBIT	302,2	53,8	363,1	281,9	225,3	(51,9)	1.174,4

1S11 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	502,1	408,2	907,8	485,6	561,1	(77,0)	2.787,7
Fornecimentos e serviços externos	39,7	124,0	217,9	107,4	83,5	(151,5)	421,0
Custos com pessoal	48,6	48,7	78,0	23,6	51,0	38,8	288,7
Custos com benefícios sociais	0,0	5,0	40,7	1,8	11,3	18,4	77,2
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	1,2	38,4	46,8	(56,4)	22,9	47,6	100,4
Custos Operacionais	89,5	216,1	383,4	76,4	168,6	(46,7)	887,4
EBITDA	412,6	192,1	524,4	409,2	392,4	(30,3)	1.900,4
Provisões	1,7	4,6	5,6	(0,3)	12,5	-3,7	20,4
Depreciações e amortizações líquidas (1)	94,3	118,3	173,5	211,3	73,5	33,4	704,2
EBIT	316,6	69,2	345,3	198,3	306,4	(60,1)	1.175,7

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

Demonstração de Resultados por Trimestre - Restated ⁽¹⁾



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T11	2T11	3T11	4T11	1T12	2T12	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	8,8%	-14%
Receitas de gás	418,9	391,5	413,4	465,1	482,7	416,2	6,3%	-14%
Outras Receitas	37,7	52,9	48,9	50,6	25,0	29,4	-44%	18%
Proveitos Operacionais	4.015,0	3.528,0	3.618,9	3.958,9	4.412,2	3.801,4	7,7%	-14%
Electricidade	2.032,0	1.633,9	1.711,3	1.943,2	2.284,3	1.888,0	16%	-17%
Gás	334,9	299,4	326,8	366,9	390,6	322,5	7,7%	-17%
Combustíveis	191,3	211,6	256,9	255,4	279,4	217,3	2,7%	-22%
Materiais diversos e mercadorias	25,4	26,7	29,1	39,4	20,1	22,0	-18%	9,3%
Custos Directos da Actividade	2.583,6	2.171,6	2.324,2	2.605,0	2.974,5	2.449,8	13%	-18%
Rédito associado a activos afectos a concessões	86,3	109,2	113,4	131,7	94,3	84,6	-23%	-10%
Encargos com activos afectos a concessões	(86,3)	(109,2)	(113,4)	(131,7)	(94,3)	(84,6)	23%	10%
Margem Bruta	1.431,4	1.356,4	1.294,8	1.354,0	1.437,6	1.351,6	-0%	-6,0%
Fornecimentos e serviços externos	208,3	212,8	229,1	250,9	216,3	229,3	7,8%	6,0%
Custos com pessoal	147,2	145,4	139,6	141,4	154,5	140,2	-3,6%	-9,3%
Custos com benefícios sociais	9,1	19,4	11,1	21,7	15,0	20,5	5,9%	37%
Outros custos operacionais (líquidos)	36,0	64,4	85,2	(40,6)	48,4	79,9	24%	65%
Custos Operacionais	400,6	441,9	465,0	373,4	434,2	470,0	6,3%	8,2%
EBITDA	1.030,8	914,4	829,8	980,6	1.003,5	881,6	-3,6%	-12%
Provisões	2,4	18,0	(18,7)	(1,0)	3,0	3,8	-79%	25%
Depreciações e amortizações líquidas (2)	358,0	346,2	348,7	434,6	350,3	353,7	2,2%	1,0%
EBIT	670,4	550,2	499,8	547,0	650,2	524,2	-4,7%	-19%
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	0,2	10,1	(0,1)	10,6	(0,0)	2,9	-72%	-
Resultados financeiros	(156,1)	(154,8)	(235,0)	(169,4)	(166,8)	(186,2)	-20%	-12%
Resultados em associadas	5,8	6,0	5,6	2,0	3,6	6,8	15%	87%
Resultados Antes de Impostos	520,3	411,5	270,4	390,2	487,0	347,7	-16%	-29%
IRC e Impostos diferidos	123,4	97,1	21,7	18,2	79,0	79,9	-18%	1,2%
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do período	396,9	314,4	248,7	372,0	408,0	267,8	-15%	-34%
Accionistas da EDP	342,4	266,3	215,0	301,0	337,2	244,5	-8,2%	-27%
Interesses não controláveis	54,5	48,1	33,7	71,0	70,7	23,2	-52%	-67%

(1) A partir de Set-11, a EDP alterou a sua política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: os respectivos montantes, que então contabilizados como custos operacionais passaram a ser contabilizados ao nível dos resultados financeiros. Ambas as demonstrações de resultados para 2011 e 2012 reflectem esta alteração, o que implica um impacto positivo ao nível do EBITDA de €45M no 1S11.

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

Demonstração de Resultados por Área de Negócio - Restated ⁽¹⁾



1S11 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas Ibérica	P. EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	502,1	408,2	907,8	485,6	561,1	(77,0)	2.787,7
Fornecimentos e serviços externos	39,7	124,0	217,9	107,4	83,5	(151,5)	421,0
Custos com pessoal	48,6	48,7	78,0	23,6	51,0	38,8	288,7
Custos com benefícios sociais	(5,5)	3,0	11,1	1,8	5,9	16,1	32,4
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	1,2	38,4	46,8	(56,4)	22,9	47,6	100,4
Custos Operacionais	84,0	214,1	353,7	76,4	163,3	(49,0)	842,5
EBITDA	418,1	194,1	554,0	409,2	397,8	(28,0)	1.945,3
Provisões	1,7	4,6	5,6	(0,3)	12,5	(3,7)	20,4
Depreciações e amortizações líquidas (2)	94,3	118,3	173,5	211,3	73,5	33,4	704,2
EBIT	322,1	71,2	375,0	198,3	311,8	(57,7)	1.220,6

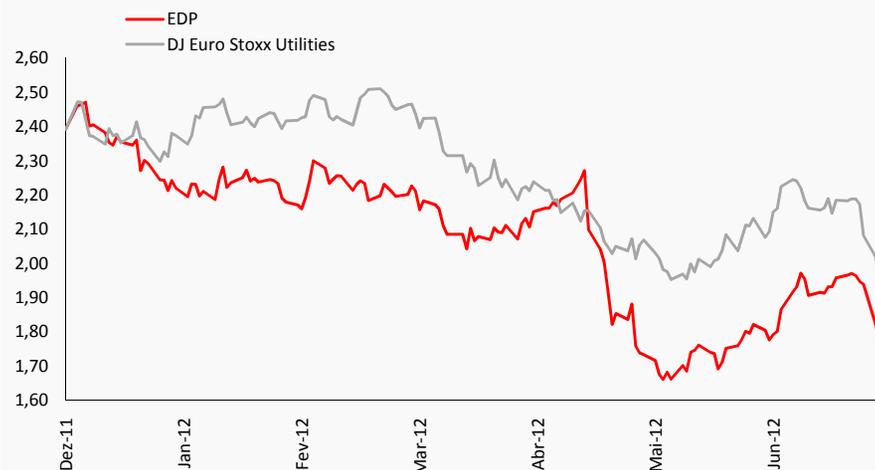
(1) A partir de Set-11, a EDP alterou a sua política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: os respectivos montantes, que até agora eram contabilizados como custos operacionais são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros. Ambas as demonstrações de resultados para 2011 e 2012 reflectem esta alteração, o que implica um impacto positivo ao nível do EBITDA de €46M no 1S12 e €45M no 1S11.

(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 Parpública
- 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 negócio de transporte de gás em Espanha à Enagás
- Jul-26:** China Development Bank Corporation acorda empréstimo de €1.000 Milhões à EDP

EDP em Bolsa	YTD	52W 25-07-2012	2011
--------------	-----	-------------------	------

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	1,756	1,756	2,391
Max	2,484	2,537	2,920
Min	1,628	1,628	1,984
Média	2,061	2,170	2,488

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	1.826	3.604	4.300
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	12	14	17
Volume Transaccionado (milhões de acções)	886	1.661	1.728
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,0	6,3	6,6

Dados Acções EDP	1S12	1S11	Δ %
------------------	------	------	-----

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

EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade



Capacidade Instalada - MW (1)	1S12	1S11	Δ MW	Δ %	Produção de Electricidade (GWh)	1S12	1S11	Δ GWh	Δ %
CAE/CMEC	6.220	6.220	-	0,0%	CAE/CMEC	6.060	8.656	-2.596	-30%
Hídrico	4.094	4.094	-		Hídrico	1.730	6.391	-4.662	-73%
Fio de água	1.860	1.860	-		Fio de água	1.436	4.566	-3.130	
Albuteira	2.234	2.234	-		Albuteira	294	1.825	-1.532	
Carvão	1.180	1.180	-		Carvão	4.330	2.268	2.062	91%
Sines	1.180	1.180	-		Sines	4.330	2.268	2.062	
Fuel	946	946	-		Fuel	1	-3	3	-
Setúbal	946	946	-		Setúbal	1	-3	3	
Carregado	-	-	-		Carregado	-	-	-	
Regime Especial (Ex-Eólico)	466	470	-4	-	Regime Especial (Ex-Eólico)	1.152	1.275	-123	-10%
Mini-Hídricas	157	160	-3		Mini-Hídricas	132	318	-186	
Cogeração+Resíduos	275	275	-1		Cogeração+Resíduos	920	861	59	
Biomassa	35	35	-		Biomassa	100	96	4	
Produção Liberalizada de Electricidade	6.864	7.137	-273	-3,8%	Produção Liberalizada de Electricidade	6.230	8.032	-1.803	-22%
Hídrico	1.347	910	437		Hídrico	1.044	1.150	-106	-9,2%
Portugal	921	484	437		Portugal	648	722	-74	
Espanha	426	426	-		Espanha	396	428	-32	
Carvão	1.460	1.460	-		Carvão	3.124	2.084	1.040	50%
Aboño I	342	342	-		Aboño I	933	316	617	
Aboño II	536	536	-		Aboño II	1.333	1.451	-118	
Soto Ribera II	236	236	-		Soto Ribera II	247	-3	250	
Soto Ribera III	346	346	-		Soto Ribera III	611	321	290	
CCGT	3.736	3.736	-	0%	CCGT	1.509	4.264	-2.755	-65%
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-		Ribatejo (3 grupos)	184	784	-600	
Lares (2 grupos)	863	863	-		Lares (2 grupos)	530	1.866	-1.336	
Castejón (2 grupo)	843	843	-		Castejón (2 grupo)	360	600	-239	
Soto IV (1 grupo)	426	426	-		Soto IV (1 grupo)	342	810	-468	
Soto V (1 grupo)	428	428	-		Soto V (1 grupo)	93	205	-112	
Nuclear	156	156	-		Nuclear	553	534	19	3,5%
Trillo	156	156	-		Trillo	553	534	19	
Fuel	165	875	-710		Fuel	0	0	-0	
Tunes + Carregado	165	875	-710		Tunes + Carregado	0	0	-0	
Eólico (Maior detalhe na página 16)	7.169	6.887	282	4,1%	Eólico	9.918	8.790	1.127	13%
Europa	3.664	3.526	138		Europa	4.217	3.657	560	
EUA	3.422	3.278	144		EUA	5.607	5.105	502	
Brasil	84	84	-		Brasil	93	29	65	
Brasil (Ex-Eólico)	1.794	1.790	4	0,2%	Brasil (Ex-Eólico)	4.472	4.283	189	4,4%
Hídrico	1.794	1.790	4	0,2%	Hídrico	4.472	4.283	189	4,4%
Lajeado	903	903	-		Lajeado	2.138	2.079	59	
Peixe Angical	499	499	-		Peixe Angical	1.407	1.317	89	
Energest	393	389	4		Energest	927	887	40	
TOTAL	22.514	22.505	9	0,0%	TOTAL	27.832	31.037	-3.205	-10,3%

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

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	1S12	1S11	Δ GWh	Δ %
Portugal	22.237	23.576	-1.339	-5,7%
Muito Alta Tensão	984	895	89	10%
Alta / Média Tensão	10.171	10.377	-207	-2,0%
Baixa Tensão	11.082	12.304	-1.222	-9,9%
Espanha	4.717	4.952	-234	-4,7%
Alta / Média Tensão	3.455	3.621	-166	-4,6%
Baixa Tensão	1.262	1.330	-68	-5,1%
Brasil	12.477	12.296	181	1,5%
Clientes Livres	4.608	4.700	-92	-2,0%
Industrial	2.036	2.118	-82	-3,9%
Residencial, Comercial & Outros	5.833	5.477	356	6,5%
TOTAL	39.431	40.823	-1.392	-3,4%

Cientes Ligados (mil)	1S12	1S11	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.117	6.154	-37,1	-0,6%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,1	0,4%
Baixa Tensão Especial	34	34	-0,2	-0,5%
Baixa Tensão	6.059	6.096	-37,0	-0,6%
Espanha	657	654	2,6	0,4%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	0,9%
Baixa Tensão	656	653	2,6	0,4%
Brasil	2.876	2.785	90,4	3,2%
Bandeirante	1.570	1.521	49,0	3,2%
Escelsa	1.305	1.264	41,4	3,3%
TOTAL	9.649	9.593	56,0	0,6%

Redes	1S12	1S11	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	332.245	329.358	2.887	0,9%
Portugal	222.934	221.551	1.382	0,6%
Espanha	22.850	22.479	370	1,6%
Brasil	86.462	85.328	1.134	1,3%
Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (1)	-9,9%	-7,8%	-2,1 pp	
Espanha	-4,6%	-3,1%	-1,5 pp	
Brasil				
Bandeirante	-10,2%	-10,7%	0,5 pp	
Técnicas	-5,5%	-5,5%	-0,0 pp	
Comerciais	-4,7%	-5,2%	0,5 pp	
Escelsa	-13,1%	-13,6%	0,5 pp	
Técnicas	-7,3%	-8,1%	0,9 pp	
Comerciais	-5,8%	-5,4%	-0,4 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	1S12	1S11	Δ GWh	Δ %
Portugal	4.125	3.767	358	9,5%
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	586	1.096	-510	-47%
Média Pressão (P > 4 Bar)	3.525	2.656	869	33%
GPL	15	15	0	1,0%
Espanha	31.259	25.789	5.470	21,2%
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	6.222	5.719	502	8,8%
Média Pressão (P > 4 Bar)	25.038	20.070	4.968	25%
TOTAL	35.384	29.556	5.829	19,7%

Pontos de Abastecimento (mil)	1S12	1S11	Δ Abs.	Δ %
Portugal	280,7	258,7	22,0	8,5%
Finais	275,7	258,0	17,7	6,9%
Acesso	5,0	0,7	4,3	578%
Espanha	1.001,6	987,5	14,1	1,4%
Finais	-	-	-	-
Acesso	1.001,6	987,5	14,1	1,4%
TOTAL	1.282,3	1.246,2	36,1	2,9%

Redes	1S12	1S11	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	14.488	13.964	524	3,8%
Portugal	4.219	3.944	276	7,0%
Espanha	10.269	10.020	248	2,5%
Distribuição	9.823	9.603	220	2,3%
Transporte	446	417	28	6,8%

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 1S12

Abr: A EDP e a Federação Portuguesa de Vela assinam um protocolo que visa apoiar escolas e clubes de vela, dotando-as de equipamento

Abr: São entregues 30 hortas sociais a 28 famílias carenciadas de Mirandela, com o apoio da EDP Solidária Barragens 2011

Mai: 165 fornecedores candidatam-se ao EDPpartners, iniciativa que premeia os fornecedores do Grupo EDP que mais se distinguiram ao longo de 2011

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

Jun: É aprovada uma revisão da Política de Segurança e Saúde no Trabalho

Jun: No Brasil, a Agência Virtual lança 11 novos serviços disponibilizados para os clientes da EDP Bandeirante e da EDP Escelsa por meio dos seus sites

EDP: Índice Interno de Sustentabilidade (base 2006)

	1S12	1S11	Δ %
Índice de Sustentab.	127	127	0,2%
Comp. Ambiental Peso %	143 36%	146 36%	-2,2%
Comp. Económica Peso %	115 33%	113 33%	1,9%
Comp. Social Peso %	122 31%	120 31%	1,7%

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

(www.edp.pt/sustentabilidade/abordagemasustentabilidade/)

Métricas Económicas

	1S12	1S11	Δ %
Valor Económico (€M)(1)			
Directo Gerado	8.747	8.145	7,4%
Distribuído	7.917	7.246	9,3%
Acumulado	830	899	-7,7%

Métricas Sociais

	1S12	1S11	Δ %
Empregados (c)	12.235	12.073	1,3%
Formação (horas formand)	225.841	225.958	-0,1%
Acidentes em Serviço	19	21	-9,5%
Ind. Frequência EDP (Tt)	128	168	-24%
Ind. Gravidade EDP (Tg)	1,72	1,87	-7,8%
Ind. Freq. EDP+PSE(t) (Tt)	3,90	3,11	25%

Métricas Ambientais

	1S12	1S11	Δ %
Emissões Atmosféricas (kt) (a)			
CO2	8.867,8	7.325,8	21%
NOx	7,3	5,9	24%
SO2	8,1	2,7	196%
Partículas	0,368	0,298	24%
Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)			
CO2	312,67	231,98	35%
NOx	0,26	0,19	38%
SO2	0,28	0,09	228%
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1)	8.892	7.343	21%
Emissões indirectas (Âmbito 2)	776	477	63%
Consumo de Energia Primária (TJ) (b)	98.628	84.227	17%
Capacidade Líquida Max. Certificada (%)	72%	70%	3 p.p.
Utilização de Água (10⁶ m³)	774.783	587.622	32%
Total Resíduos (t) (e)	383.913	191.490	100%
Despesas Ambientais (€ mil)	24.596	35.441	-31%
Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)	210,2	1,7	-

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (ktCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (d) (GWh)	
	1S12	1S11	1S12	1S11	1S12	1S11
PPA/CMEC	3.885	2.129	0,90	0,94	4.331	2.265
Carvão	3.876	2.121	0,90	0,94	4.330	2.268
Fuel Oil & Gás Natural	9	8	-	-	1	(3)
Produção Liberalizada	4.424	4.584	0,95	0,72	4.633	6.348
Carvão	3.813	2.925	1,22	1,40	3.124	2.084
CCGT	611	1.658	0,40	0,39	1.509	4.264
Regime Especial	559	613	0,27	0,30	2.103	2.035
Produção Térmica	8.868	7.326	0,80	0,69	11.067	10.648
Produção Livre de Emissões de CO2					17.295	20.932
Total Emissões de CO2			0,31	0,23	28.362	31.580

(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 (1,083 GWh: 1S12 vs. 1,077 GWh: 1S11)

(e) Resíduos encaminhados para destino final.

(f) PSE: Prestadores de Serviços Externos

(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.