



Resultados

1S11

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

www.edp.pt

Lisboa, 28 de Julho de 2011

Performance Financeira Consolidada

Destaques	- 3 -
Decomposição do EBITDA	- 4 -
Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA	- 5 -
Investimento Operacional	- 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 -
Distribuição de Electricidade e Comercialização de Último Recurso em Portugal	- 19 -
Distribuição de Electricidade em Espanha	- 20 -
Gás - Actividade Regulada	- 21 -
Brasil - Energias do Brasil	- 22 -

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

Destaques



Demonstração Resultados (€ M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.788	2.729	2,2%	+59
Fornecimentos e serviços externos	421	405	4,1%	+16
Custos com pessoal	293	296	-1,3%	-4
Custos com benefícios sociais	73	61	20,6%	+13
Outros custos operacionais (líquidos)	100	136	-26%	-36
Custos Operacionais Líquidos (1)	887	898	-1,2%	-11
EBITDA	1.900	1.831	3,8%	+70
Provisões	20	39	-48%	-19
Depreciações e amortiz. líquidas (2)	704	705	-0,1%	-1
EBIT	1.176	1.086	8,2%	+89
Result. da alienação de act. financ.	10	5	116%	+6
Resultados financeiros	(266)	(233)	-14%	-33
Resultados em associadas	12	13	-10%	-1
Resultado Antes de Impostos	932	871	6,9%	+60
IRC e Impostos diferidos	220	232	-4,9%	-11
Operações em descontinuação	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	711	639	11%	+72
Accionistas da EDP	609	565	8%	+44
Interesses não controláveis	103	75	38%	+28

Dados-chave Operacionais	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12.124	12.130	0,0%	-6
Capacidade instalada (MW)	22.506	20.799	8,2%	+1.707

Dados-chave Financeiros (€ M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
FFO	1.444	1.439	0,3%	+5
Investimento operacional	845	1.312	-36%	-467
Manutenção	310	304	2,2%	+7
Expansão	535	1.008	-47%	-473
Investimentos financeiros Líquidos	-166	15	-	-181

Dados-chave de Balanço (€ M)	Jun-11	Dez-10	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	7.693	7.855	-2,1%	-162
Dívida líquida	16.879	16.345	3,3%	+534
Receb. futuros da actividade regulada	1.410	1.443	-2,3%	-33
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,4x	4,5x	-	-0,1x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	4,1x	4,1x	-	0,0x

O EBITDA subiu 4% (+€70M) vs. 1S10, para €1.900M no 1S11, impulsionado pelas redes reguladas (+€72M), pela actividade eólica (+€66M) e pelo Brasil (+€51M). Estes acréscimos compensaram a descida do EBITDA na produção contratada de longo prazo (-€19M) e nas actividades liberalizadas na P. Ibérica (-€82M).

O EBITDA gerado fora de Portugal representou 61% do EBITDA consolidado no 1S11 (vs. 55% no 1S10). Adicionalmente, 89% do EBITDA teve origem em actividades reguladas e contratadas a longo prazo, reflectindo a manutenção de um perfil de baixo risco nas nossas operações. Para 2011, a EDP tem já 27TWh de vendas estimadas contratadas com clientes e quase 100% da produção esperada (excluindo a produção a carvão com base em carvão Espanhol, ao abrigo do RD 1221/10) já contratada com uma margem térmica média (incluindo licenças gratuitas de CO₂) superior a €10/MWh. Para 2012, a EDP já contratou ~30% da sua produção esperada.

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ recuaram 1% (-€11M), para €887M, reflectindo custos operacionais mais altos (+€25M) e um menor montante de outros custos operacionais líquidos (-€36M). Os custos operacionais subiram 3%, para €787M, impulsionado por uma base mais alargada de operações na EDPR (+€18M) e por custos de reestruturação de RH na produção contratada de longo prazo (€6M no 1S11). Os outros custos operacionais recuaram de €136M no 1S10 para €100M no 1S11, essencialmente devido a um ganho de €27M registado na venda de activos de transporte em Espanha e por maiores receitas com PTCs (+€10M).

O EBIT cresceu 8% para €1.176M, suportado pelo crescimento do EBITDA. As amortizações líquidas mantiveram-se estáveis no 1S11, já que o efeito de expansão de capacidade instalada na EDPR foi compensado pela extensão da vida útil dos parques eólicos, de 20 para 25 anos. Os resultados financeiros ascenderam a -€266M no 1S11, suportados (i) pelo aumento do custo médio de dívida (de 3,5% no 1S10 para 3,9% no 1S11, (ii) por uma dívida líquida média 10% mais alta e (iii) por uma provisão no valor de €23M decorrente de um processo judicial com um cliente no Brasil. Os interesses não controláveis aumentaram 38% para €103M no 1S11 em resultado de uma subida do resultado líquido da EDP Brasil e da EDP Renováveis. O resultado líquido subiu 8%, para €609M no 1S11.

A dívida líquida subiu de €16,3MM em Dez-10 para €16,9MM em Jun-11, suportada por: (1) pagamento de dividendos (€708M dos quais €617M aos accionistas da EDP), (2) pagamento de €231M pelo controlo total da Genesa; e (3) investimento de expansão no valor de €535M (-47%, em linha com o objectivo de menor crescimento no negócio eólico). Os activos regulatórios mantiveram-se estáveis face a Dez-10, em €1,4MM. Até Jun-11, a EDP despendeu €1,6MM em 2.833MW actualmente em construção: 65% em nova capacidade hídrica e eólica, 35% na nova central a carvão (com CAE) no Brasil. Cerca de metade da capacidade em construção iniciará operações em 2011-12. Em perspectiva, a EDP espera investir um total de €2,2MM em 2011 e €2,0MM em 2012. Excluindo os recebimentos futuros relacionados com actividade regulada, o nosso rácio de dívida líquida ajustada/EBITDA manteve-se estável vs. Dez-10, em 4,1x, suportado pelo avultado investimento acumulado em capacidade em construção.

A Jun-11, a EDP detinha uma posição total de caixa e de linhas de crédito disponíveis no valor de €3,0MM. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de caixa para até ao 1S13. Em Jul-11, a EDP cumpriu já 70% do seu objectivo de venda de activos em 2011 (de ~€500M) através da venda de uma posição de 14% na EDP Brasil (encaixe de €0,35MM, mantendo uma posição de controle, com 51% do capital).

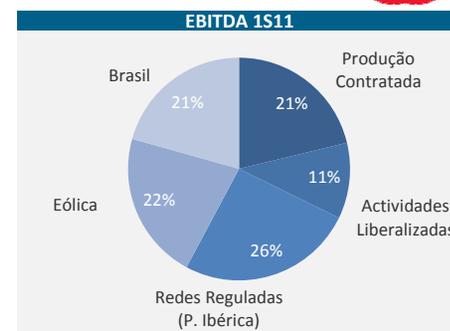
(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.)

(2) Deprec. e amortizações líquidas de compensação de amortizações de activos subsidiados (3) Excluindo recebimentos futuros relacionados com a actividade regulada.

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.	1T10	2T10	3T10	4T10	1T11	2T11	3T11	4T11	EBITDA 1S11
Produção Contratada LP	402,9	422,2	-4,6%	-19	213,8	208,4	216,3	238,1	197,9	205,0	-	-	Produção Contratada
Actividades Liberalizadas	209,9	291,5	-28%	-82	166,7	124,8	76,8	80,6	131,0	78,8	-	-	Actividades Liberalizadas
Redes Reguladas P. Ibérica	525,0	452,6	16%	+72	232,4	220,1	225,7	260,1	275,7	249,3	-	-	Redes Reguladas (P. Ibérica)
Eólico	409,2	342,9	19%	+66	184,5	158,4	130,2	239,6	220,1	189,1	-	-	Eólica
Brasil	392,4	341,2	15%	+51	165,6	175,6	153,9	178,9	198,2	194,3	-	-	Brasil
Outros	(39,0)	(19,7)	-98%	-19	(23,6)	3,9	17,1	(35,3)	(14,8)	-24,2	-	-	Outros
Consolidado	1.900,4	1.830,8	3,8%	+70	939,6	891,2	820,0	962,0	1.008,2	892,2	-	-	



O EBITDA consolidado do Grupo EDP cresceu 4% no período (+€70M) para €1.900M no 1S11, suportado pelas redes reguladas (+€72M), EDP Renováveis (+€66M) e Brasil (+€51M). O EBITDA da produção contratada de longo prazo na P. Ibérica recuou 5% (-€19M) e o das actividades liberalizadas na P. Ibérica caiu 28% (-€82M). Excluindo o impacto cambial (+€16M do Brasil e -€9M da actividade eólica nos EUA), o EBITDA subiu 3% no período.

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA – O EBITDA recuou 5% para €403M no 1S11, reflectindo a exclusão da central do Carregado deste portfólio, fruto do fim do seu CAE em Dez-10 (-€43M). Ajustado deste efeito, o EBITDA cresceu 6%, suportado por uma inflação mais alta (+€13M na margem bruta de CAE/CMEC) e pelo comissionamento de 50% do equipamento de desnitrificação em Sines (+€6M).

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA - O EBITDA recuou 28% para €210M no 1S11. O EBITDA do negócio eléctrico recuou 30% (-€79M), suportado por: (i) uma margem unitária inferior (€9/MWh no 1S11 face a €14/MWh no 1S10), fruto de um custo de electricidade vendida superior e de menores ganhos com arbitragem, e por (ii) custos mais elevados relacionados com nova capacidade em operação e com a implementação do RD 14/2010 (medidas para reduzir o défice tarifário), em Espanha. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela subida do volume vendido (+4%) e pela subida de proveitos com garantia de potência (introdução de garantia de potência em Portugal, a partir de Jan-11, e nova capacidade em operação em Espanha). O EBITDA da comercialização de gás na P. Ibérica caiu 9% no período (-€3M), onde o impacto de menores margens unitárias alcançadas num contexto de forte concorrência superou o impacto de acréscimo de volume vendido (+11%, impulsionado por Portugal).

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA – O EBITDA subiu 16% no período (+€72M) suportado pela distribuição de electricidade em Espanha (+€43M) e pelas actividades de gás reguladas na P. Ibérica (+€9M em Portugal e +€15M em Espanha). Excluindo os impactos da aplicação da IFRIC18⁽¹⁾ em ambos os anos e os ganhos não recorrentes relativos à venda de activos em Espanha e Portugal, o EBITDA das actividades reguladas subiu 4%. O EBITDA da distribuição de electricidade em Espanha cresceu 74% para €101M, influenciado por um ganho não recorrente de €27M relativo à venda dos activos de transporte, pela aplicação da IFRIC18⁽¹⁾ (€13M no 1S11 vs. €8M no 1S10) e por um aumento dos proveitos regulados da distribuição (+€9M). O EBITDA das actividades de gás reguladas subiu 22%

(+€24M) para €135M no 1S11, fruto: (i) de proveitos regulados e “fees” de ligação à rede superiores em Espanha; e (ii) da recuperação de desvios de anos anteriores e início da contabilização dos desvios tarifários do período em Portugal. Por outro lado, o EBITDA da distribuição de electricidade em Portugal (55% do total das redes reguladas) aumentou 2% (+€5M) para €289M, reflectindo proveitos regulados mais baixos (-€27M, sobretudo devido a uma redução no consumo e a um deflador do PIB relativamente baixo), que foram mais do que compensados por (ii) uma mais valia de €21M relativa à venda de um terreno a uma empresa do grupo (sem impacto ao nível do consolidado); e (iii) uma redução de 3% (-€7M) dos custos operacionais controláveis.

EÓLICO – O EBITDA da EDP Renováveis subiu 19% no período (+€66M) para €409M no 1S11, em linha com a expansão da capacidade instalada em 22% para 6.887MW a Jun-11. Os motores de crescimento do EBITDA foram: (1) EUA (+€28M) reflexo do aumento de capacidade (+21%) e de um factor médio de utilização mais elevado (+4 p.p. para 36%), que foram parcialmente compensados por um preço médio de venda inferior (-10% em mercado, -9% nos CAE/coberturas) e por uma depreciação de 6% do Dólar face ao Euro; Espanha (EBITDA +€23M, incluindo os resultados de coberturas), onde o aumento da capacidade instalada (+14%) e dos preços de venda obtidos na *pool* (+58%), foram parcialmente compensados por um factor médio de utilização inferior e resultados com coberturas mais baixos; e (2) Mercado Europeu não Ibérico (+€17M), beneficiando do aumento de capacidade (+76%) e de preços de venda acima da média do “portfolio” nos novos mercados da Roménia e da Polónia.

BRASIL – O EBITDA cresceu 15% (+€51M), tendo beneficiado de uma apreciação de 4% do Real contra o Euro (+€16M no EBITDA). Em moeda local, o EBITDA da EDP Energias do Brasil subiu 10%, fruto de: (i) um impacto positivo da revisão tarifária na distribuição, sobretudo na Bandeirante; (ii) um aumento do consumo de electricidade; e (iii) de vendas normalizadas da produção mais elevadas no 1S11 vs. uma produção anormalmente baixa no 1S10.

Em linha com a crescente liberalização do mercado, a EDP Soluções Comerciais (plataforma de serviços comerciais partilhados para a comercialização de electricidade e gás em Portugal; EBITDA: €11M no 1S10, €14M no 1S11), foi excluída da área de negócio das redes reguladas e transferida para as actividades liberalizadas. De notar que o já mencionado ganho de €21M com a venda de um terreno por parte da EDP Distribuição a uma empresa do grupo foi compensado ao nível dos “Outros”, o que explica o aumento de €19M observado nesta rubrica.

(1) Com a aplicação da IFRIC 18, os activos recebidos dos clientes com vista a assegurar a ligação dos mesmos à sua rede de distribuição energética, são registados ao seu justo valor por contrapartida de proveitos operacionais, sendo amortizados pela sua vida útil.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Provisões & Amortizações (€ M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.900,4	1.830,8	3,8%	+70
Provisões	20,4	39,3	-48%	-19
Amortizações	724,1	717,9	0,9%	+6
Compensações de amortizações	(19,9)	(12,7)	-57,0%	-7
EBIT	1.175,7	1.086,3	8,2%	+89

Resultados Financeiros (€ M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(314,2)	(241,4)	-30%	-73
Custos financeiros capitalizados	72,2	84,2	-14%	-12
Diferenças de câmbio e derivados	(7,8)	(59,2)	87%	+51
Rendimentos de participações de capital	3,2	10,2	-69%	-7
Outros ganhos e perdas financeiros	(19,5)	(26,7)	27%	+7
Resultados Financeiros	(266,1)	(232,9)	-14%	-33

Ganhos/(Perdas) Emp. Associadas (€ M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
CEM (21%) - China/Macau	5,6	4,7	19%	+1
DECA II (EEGSA (21%)) - Guatemala	-	3,0	-	-3
EDP Renováveis (subsidiárias)	3,4	3,3	3,1%	+0
Outros	2,8	2,1	31%	+1
Ganhos/(Perdas) Empresas Associadas	11,8	13,1	-10%	-1

Ganhos/(Perdas) Alien. Act. Financ. (€ M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
SEASA - EDP Renováveis	9,4	-	-	+9
Oni SGPS - Telecom Portugal	-	6,9	-	-7
Other	1,0	(2,2)	-	+3
Ganhos/(Perdas) Alien. Activos Financ.	10,4	4,8	116%	+6

Taxa Imposto (€ M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Resultados Antes de Impostos	931,8	871,3	6,9%	+60
IRC e impostos diferidos	220,5	231,9	-4,9%	-11
Taxa de imposto efectiva (%)	23,7%	26,6%	-3,0 pp	-
Ganhos/(perdas) alien. operações descont.	-	-	-	-

Interesses não controláveis (€ M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	21,9	8,0	174%	+14
HC Energia	0,3	(0,7)	-	+1
Subsidiárias Gás Portugal	6,1	3,1	97%	+3
Energias do Brasil	74,1	64,2	15%	+10
Outros	0,2	-	-	+0
Interesses não controláveis	102,6	74,6	38%	+28

As **amortizações líquidas (da compensação pelos activos subsidiados)** mantiveram-se estáveis no período, dado que o crescimento da capacidade instalada na EDPR foi compensado pela extensão da vida útil dos parques eólicos de 20 para 25 anos, no 2T11, e de outras centrais em Portugal em 2010.

As **provisões** ascenderam a €20M, incluindo €11M relativos a um processo judicial em curso com um cliente no Brasil (a EDP registou um valor total de €34m, dos quais €11M ao nível do EBIT e €23M nos resultados financeiros).

Resultados Financeiros:

a) Os **juros financeiros líquidos** suportados aumentaram 30% para €314M no 1S11 no seguimento de: (i) aumento de c40pb do custo médio da dívida de 3,5% no 1S10 para 3,9% no 1S11, em linha com o aumento das taxas de juro de curto prazo e (ii) aumento de 10% da dívida líquida média.

b) Os **custos financeiros capitalizados** recuaram 14% reflectindo uma diminuição no nível de trabalhos em curso, nomeadamente na EDP Renováveis.

c) As **diferenças de câmbio e derivados** subiram €51M para uma perda de €8M no 1S11, devido a menores perdas em derivados cambiais de USD/EUR.

d) Os **outros ganhos e perdas financeiros** totalizaram €21M, incluindo uma imparidade na nossa participação financeira no BCP (€18M) e uma provisão no valor de €23M decorrente de um processo judicial com um cliente no Brasil.

Ganhos e perdas em empresas associadas: em Out-10, a EDP vendeu a participação de 21% que detinha na DECA II (Guatemala) por USD127M. A rubrica 'EDP Renováveis (subsidiárias)' inclui essencialmente a participação na ENEOP em Portugal, consolidada por equivalência patrimonial (2,5M no 1S11).

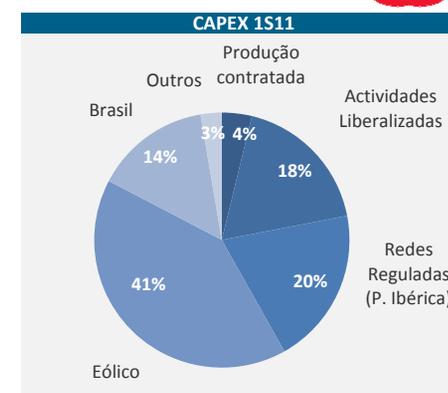
Ganhos e perdas em alienações de activos financeiros: em Abr-11 a EDPR alienou a sua participação de 16,7% na SEASA, uma empresa que detém 74MW de capacidade eólica instalada em Espanha, reconhecendo um ganho de €9M.

Os **interesses não controláveis** aumentaram 38% para €103M no 1S11, decorrente do aumento do resultado líquido da EDP Brasil e da EDPR.

Investimento Operacional



Invest. Operacional (€ M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.	1T10	2T10	3T10	4T10	1T11	2T11	3T11	4T11
Prod. contratada (P. Ibérica)	32,3	35,7	-9,7%	-3	12,8	22,9	25,1	35,1	13,9	18,4	-	-
Liberalizado (P. Ibérica)	153,1	151,6	1%	+1	55,3	96,3	102,9	211,9	49,0	104,1	-	-
Redes reguladas (P. Ibérica)	168,2	148,1	13,6%	+20	65,9	82,2	81,2	141,4	70,5	97,7	-	-
Eólico	345,0	834,3	-59%	-489	382,0	452,3	285,3	112,1	190,4	154,6	-	-
Brasil	123,8	121,8	2%	+2	39,5	82,3	111,4	194,1	63,0	60,8	-	-
Outros	22,7	20,1	13%	+3	17,1	3,1	41,1	14,0	5,9	16,8	-	-
Grupo EDP	845,0	1.311,7	-36%	-467	572,6	739,1	646,9	708,7	392,7	452,4	-	-
Expansão	534,7	1.008,1	-47%	-473	446,6	561,5	444,9	520,0	263,4	271,4	-	-
Manutenção	310,3	303,6	2,2%	+7	126,0	177,7	202,1	188,7	129,3	181,0	-	-



O **investimento operacional consolidado** ascendeu a €845M no 1S11, dos quais 63% foram canalizados para projectos de expansão. Em linha com a estratégia da EDP de investir em actividades de risco controlado, as actividades reguladas e contratadas de longo prazo absorveram 79% do investimento operacional. O investimento de manutenção totalizou €310M no 1S11, enquanto o de expansão ascendeu a €535M, 89% dos quais em tecnologias livres de emissão de CO₂, hídrica e eólica.

Projectos em operação no 1S11 (€ M)	MW	Investim. 1S11
Eólico	450	118
Regime especial (excl. eólico)	10	1
Total	460	119

O investimento em **nova capacidade eólica** (65% do investimento de expansão), reflectido ao nível da EDPR, totalizou €345M e foi sobretudo canalizado para EUA (37%), Polónia (22%), Brasil (17%), Espanha (14%) e Roménia (4%). Do total do investimento eólico, €118M foram investidos na conclusão de 450MW que entraram em funcionamento no 1S11, nomeadamente 140MW em Espanha, 138MW na Roménia, 70MW no Brasil, 54MW nos EUA e 48MW na Polónia. Adicionalmente, até ao momento, a EDPR despendeu €379M (€191M no 1S11) em 325MW actualmente em construção, dos quais 226MW estão sujeitos a regimes regulados de longo prazo: 45MW nos EUA (PJM), 61MW em Espanha, 57MW na Roménia, 22MW na Polónia, 22MW em França e 20MW em Itália. Os remanescentes 99MW em construção referem-se a um projecto nos EUA (parque eólico Blue Canyon VI; Estado de Oklahoma) que beneficia de características muito competitivas (baixo investimento, baixos custos de manutenção e elevados recursos eólicos). Para 2011 estão planeados cerca de 800-900MW de nova capacidade eólica, a maioria no mercado europeu.

Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 1S11	Invest. Acumulado (1)
Hídricas Portugal	2.139	118	641
Eólico (2)	325	132	379
Carvão Brasil	360	52	567
Hídrica Brasil	9	1	33
Total	2.833	303	1.620

O investimento em **nova capacidade hídrica** (25% do investimento de expansão) totalizou €132M no 1S11, tendo sido a maior parte (€118M) alocada a 8 centrais hídricas actualmente em construção (2.139MW com arranques previstos entre 2011-15). Os primeiros projectos a iniciar exploração são a repotenciação de Picote II e Bemposta II (437MW, 76% do investimento já realizado), no final de 2011, e de Alqueva II (256MW, 68% do investimento realizado), em meados de 2012.

No **Brasil**, a EDP investiu já: (1) €567M nos 360MW da central a carvão Pecém, com arranque previsto para o final de 2011; e (2) €33M na repotenciação de Mascarenhas (9MW), com arranque previsto em 2012. A primeira fase da repotenciação de Mascarenhas (9MW) entrou em operação no 2T11.

Em síntese, a EDP aumentou a sua capacidade instalada em 460MW no 1S11, para 22.5GW. Adicionalmente, **até Jun-11, a EDP já investiu €1,6MM em 2.833MW em construção. Cerca de metade desta capacidade deverá entrar em operação em 2011-12. Em perspectiva, a EDP planeia um investimento total de €2,2MM em 2011 e €2,0MM em 2012.**

(1) Investimento acumulado líquido de dívidas a fornecedores; (2) Exclui Eólicas de Portugal (50MW); Investimento acumulado a Jun-11 inclui capacidade em construção & desenvolvimento.

Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.900,4	1.830,8	3,8%	+70
Imposto corrente	(140,8)	(178,7)	21%	+38
Juros financeiros líquidos	(314,2)	(241,4)	-30%	-73
Resultados de associadas e dividendos	15,0	23,3	-36%	-8
Outros ajustamentos	(16,9)	4,7	-	-22
FFO	1.443,5	1.438,8	0,3%	+5
Juros financeiros líquidos	314,2	241,4	29%	+71
Resultados e dividendos de associadas	(15,0)	(23,3)	-36%	-8
Investimento em fundo de maneo	(256,6)	(792,8)	-	+538
Défice e desvios tarifários	33,1	(263,2)	-	+296
Outros	(289,7)	(529,6)	-	+242
Cash Flow Operacional	1.486,1	864,0	72%	+622
Investimento operacional de expansão	(534,7)	(1.008,1)	-47%	-473
Investimento operacional em melhorias	(310,3)	(303,6)	2%	+7
Var. de fundo maneo de fornecedores de imobilizado	(342,9)	(174,9)	96%	+168
Cash Flow Operacional Líquido	298,2	(622,6)	-	+921
Investimentos/desinvestimentos financeiros (líquidos)	(166,1)	14,8	-	-181
Juros financeiros líquidos pagos	(253,6)	(144,6)	-75%	-109
Dividendos recebidos de associadas	8,8	19,5	-55%	-11
Dividendos pagos	(707,8)	(615,1)	15%	+93
Receb. antecipados de parceiros instit. nos EUA	(7,3)	108,8	-	-116
Variação Cambial	274,2	(651,7)	-	+926
Outras variações não operacionais	19,7	(210,4)	-	+230
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(534,0)	(2.101,3)	75%	+1.567
Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Principais Investimentos Financeiros	263,7	70,6	273%	+193
Perímetro consolidação EDP Renováveis	19,5	54,7	-64%	-35
Genesa (participação de 20%)	231,1	-	-	+231
Outros	13,2	15,9	-17%	-3
Principais Desinvestimentos Financeiros	97,6	85,4	14%	+12
Perímetro consolidação EDP Renováveis	96,5	72,7	-	+24
Outros	1,1	12,7	-91%	-12
(Investimentos) Financeiros Líquidos/Desinvestimentos	(166,1)	14,8	-	-181

O FFO manteve-se inalterado no período em €1.444M devido ao aumento de €70M do EBITDA (ver explicação em “Decomposição do EBITDA”) que foi mitigado por um aumento de €71M dos juros financeiros líquidos suportados devido a um aumento do custo médio da dívida em 40pb influenciado por uma subida nas taxas de juro de curto prazo e por um aumento de 10% da dívida líquida média.

O cash flow operacional consolidado aumentou €622M no 1S11 para €1.486M reflectindo essencialmente a variação de recebimentos futuros da act. regulada (-€33M no 1S11 vs +€263M no 1S10). De realçar que, no 1S11, a EDP recebeu parte do défice em Espanha através das várias transações de securitização realizadas e arrecadou também recebimentos futuros da act. regulada associados à produção através do sistema de CMECs o que compensou o aumento dos recebimentos futuros da act. regulada relacionados com a distribuição de energia e comercialização de último recurso em Portugal. O montante de -€288M na rubrica “Outros do investimento em fundo de maneo” está essencialmente relacionado com a redução de €250m de dívidas a fornecedores.

O investimento operacional de expansão diminuiu 47% no 1S11 para €535M devido a uma diminuição do investimento na actividade eólica. No 1S11 a diminuição do “fundo de maneo relacionado com fornecedores de imobilizado” reflecte a redução do investimento no período.

Os desinvestimentos financeiros incluem principalmente receitas de cauções de depósitos nos EUA relativas a parcerias institucionais. Os investimentos financeiros no 1S11 incluem a aquisição da participação de 20% na Genesa (exercício de “put option”) e montantes relacionados com a actividade da EDPR, como o pagamento de taxas de sucesso relacionadas com o desenvolvimento de projectos eólicos previamente adquiridos pela EDP.

A 13 de Maio de 2011, a EDP pagou o seu dividendo anual totalizando €617M (€0,17/ acção), o que representa um crescimento de 10% face ao ano anterior. O montante de €708M de dividendos pagos inclui também o montante pago a interesses não controláveis principalmente da EDP Brasil.

A variação cambial reflecte o impacto da desvalorização do Real e do Dólar face ao Euro no 1S11.

As “Outras variações não operacionais” foram impactadas pelo “fair value” das coberturas de dívida.

Em conclusão, a dívida líquida no 1S11 aumentou €0,5MM, o que compara com um acréscimo de €2,1MM no 1S10.

Em Julho, a EDP completou a venda de 14% do capital da EDP Brasil, registando um encaixe de €0,35MM.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Jun vs. Dez		
	Jun-11	Dez-10	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	20.009	20.324	-314
Activos intangíveis	9.904	9.963	-60
Investimentos financeiros	361	591	-230
Impostos diferidos activos	466	515	-49
Activos detidos para venda	85	31	54
Inventários	396	357	39
Clientes (líquido)	2.143	2.187	-44
Outros devedores (líquido)	4.682	4.974	-292
Act. Fin. ao justo valor através dos resultados	36	36	0
Caixa e equivalentes de caixa	930	1.511	-582
Total do Activo	39.011	40.489	-1.477
Capital Próprio (€ M)	Jun-11	Dez-10	Δ Abs.
Capital	3.657	3.657	-
Acções próprias e prémios de emissão acções	396	388	8
Resultado líquido, transitados e reservas	3.640	3.810	-170
"Equity Value" Contabilístico	7.693	7.855	-162
Interesses não controláveis	2.942	2.930	12
Total do Capital Próprio	10.635	10.785	-150
Passivo (€ M)	Jun-11	Dez-10	Δ Abs.
Empréstimos (médio e longo -prazo)	16.153	14.887	1.265
Empréstimos (curto-prazo)	1.691	3.004	-1.313
Provisões para riscos e encargos	426	431	-5
Conta de hidraulicidade	76	75	1
Impostos diferidos passivos	848	856	-8
Credores e outros passivos (líquido)	9.182	10.450	-1.268
Total do Passivo	28.376	29.704	-1.328
Total do Capital Próprio e Passivo	39.011	40.489	-1.477
Recebimentos Futuros da Act. Regulada (€ M)	Jun-11	Dez-10	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás(1)	596	201	396
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	302	488	-186
Espanha (2)	532	759	-227
Brasil (1)	(20)	(5)	-15
Recebimentos Futuros da Activid. Regulada	1.410	1.443	-33
Prov. Benef. Sociais e Inst. Partnership (€ M)	Jun-11	Dez-10	Δ Abs.
Pensões (3)	1.046	1.104	-58
Actos médicos	805	800	4
"Institutional partnership" - Passivo líquido (4)	865	934	-69
Prov. Benef. Sociais e Inst. Partnership	2.716	2.839	-123

O montante de **activos fixos tangíveis, intangíveis e "goodwill"** diminuiu €0,4MM vs. Dez-10 para €29,9MM no 1S11, no seguimento: (1) +€0,8MM relativos ao investimento operacional no 1S11; (2) -€0,7MM referentes às amortizações no mesmo período; e (3) -€0,5MM relativos à depreciação do Dólar e do Real face ao Euro entre Dez-10 e Jun-11. A Jun-11, o balanço da EDP incluía €3,5MM de trabalhos em curso, (12% do total de €29,9MM de activos fixos consolidados) relacionados com investimentos já realizados em centrais eléctricas, equipamentos ou direitos de concessão que ainda não estão em actividade nem a ser amortizados.

O valor contabilístico dos **investimentos financeiros e activos detidos para venda** totalizava €446M a Jun-11, incluindo essencialmente as nossas participações financeiras na CEM (21%), Ampla (7,7%), BCP (2,6%) e REN (3,5%). A observada redução de -€0,2MM refere-se essencialmente a efeitos cambiais, a reavaliações de activos e à venda dos activos da rede de transmissão em Espanha à REE, em Fev-11 (-€31M).

As rubricas de **outros devedores e clientes** diminuíram €0,3MM vs. Dez-10 para €6,8MM a Jun-11, devido essencialmente a: (1) uma diminuição de -0,1MM do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro, no seguimento de uma redução em -€0,2MM do défice tarifário pendente em Espanha, de uma diminuição de -€0,2MM dos activos da actividade regulada a receber no futuro relativos aos CMEC, e de um aumento de +€0,3MM dos activos da actividade regulada a receber no futuro respeitantes a Portugal, nomeadamente para as actividades de distribuição de energia e comercialização de último recurso; e (2) uma redução de -€0,1MM referente a cauções de depósitos.

O montante total de activos da actividade regulada a receber no futuro diminuiu -€33M no 1S11: (1) -€227M do montante de Espanha (fortemente impactado pelo recebimento de €358M no período relativos à securitização de parte do défice tarifário); (2) +€209M do montante de Portugal (aumento dos activos da actividade regulada a receber no futuro nas actividades de distribuição de energia e comercialização de último recurso, e diminuição dos relativos aos CMEC); e (3) -€15M do montante do Brasil (os activos da actividade regulada a receber no futuro no Brasil não são reconhecidos na demonstração de resultados nem na demonstração da posição financeira consolidada).

Os **capitais próprios** atribuíveis aos accionistas da EDP diminuíram €162M no período, reflexo do resultado líquido do período, que ascendeu a €609M, do pagamento de dividendos, no total de €617M, e do impacto negativo em reservas da depreciação do Dólar e do Real face ao Euro.

A rubrica de **credores e outros passivos** caiu €1,3MM vs. Dez-10 para €9,2MM a Jun-11, devido: (1) à diminuição da rubrica de fornecedores (-€0,3MM) e fornecedores de imobilizado (-€0,4MM); e (2) ao pagamento, em Abr-11, de €0,2MM relativos à compra por parte da EDPR de uma participação de 20% na Genesa no seguimento da decisão da CajaMadrid de exercer a sua opção de venda (a Dez-10, a responsabilidade associada a esta opção estava em "Credores e outros passivos – Responsabilidades com opções sobre interesses não controláveis"); (3) a uma redução dos passivos da actividade regulada a pagar no futuro (-€0,1MM); (4) a uma diminuição do **passivo líquido relativo a parcerias institucionais** (-€0,1MM), relacionado com as operações eólicas nos EUA, e que a Jun-11 totalizava €865M – este montante é ajustado de proveitos diferidos e cauções de depósitos; os proveitos diferidos estão relacionados com benefícios fiscais já atribuídos aos investidores institucionais; os passivos ajustados de parcerias institucionais deverão reduzir gradualmente ao longo da vida útil de cada parque eólico; e (5) a um decréscimo (-€0,05MM) do montante de passivos relativos a benefícios aos empregados (planos de pensões e actos médicos), que a Jun-11 totalizavam €1,8MM (bruto, antes de impostos diferidos), reflexo dos pagamentos efectuados no período e de não se terem adicionado responsabilidades relativas à entrada de novos empregados para estes planos de benefícios. De realçar que mais de 70% destes passivos estão relacionados com colaboradores da distribuição em Portugal, pelo que a maioria dos mesmos deverá fazer parte da base de custos regulada no momento do pagamento.

(1) Desvios tarifários a serem recuperados/(devolvidos) em anos subsequentes através das tarifas na distribuição e comercialização de último recurso de electr. 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".
 (4) Ajustado por proveitos não-recorrentes diferidos.

Dívida Financeira Líquida Consolidada

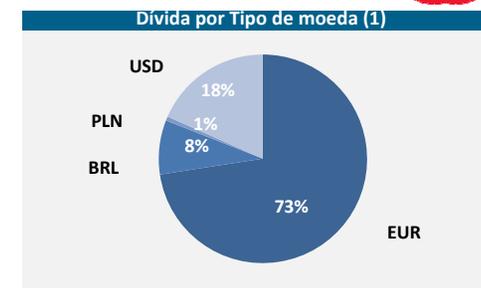
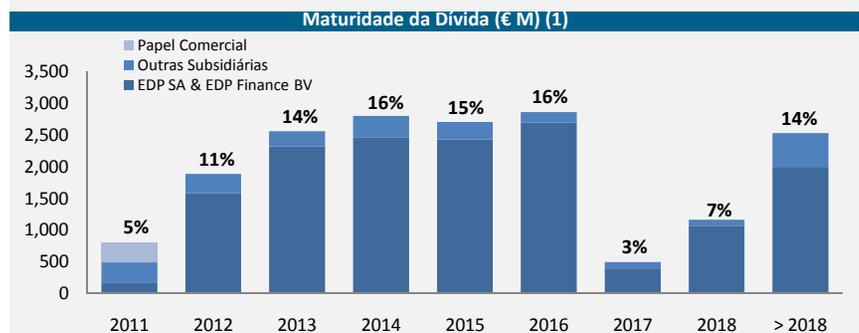


Dívida Financeira Nominal por empresa (€M)	1S11	2010	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. and EDP Finance BV	15.378,8	15.161,3	1%	217
EDP Produção + HC Energia + Portgás	285,6	332,5	-14%	-47
EDP Renováveis	727,4	728,9	0%	-1
EDP Brasil	1.340,1	1.452,0	-8%	-112
Dívida Financeira Nominal	17.732,0	17.674,6	0%	57
Juros da dívida a liquidar "Fair Value"(dívida coberta)	197,6 (85,5)	265,1 (48,0)	-25% -78%	-68 -37
Dívida Financeira	17.844,1	17.891,6	0%	-48
Caixa e Equivalentes	929,6	1.511,2	-38%	-582
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	391,7	579,6	-32%	-188
EDP Renováveis	203,7	423,7	-52%	-220
Energias do Brasil	334,2	507,9	-34%	-174
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	35,8	35,7	0%	0
Dívida líquida do Grupo EDP	16.878,6	16.344,7	3%	534

Linhas de Crédito em Jun-11 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	2.000	21	1.200	Nov-15
Linhas Crédito Domésticas	190	10	184	Renewable
Progr. de P Comer. Tomada Firme	650	3	650	Renewable
Total Credit Lines	2.840		2.034	

Debt Ratings	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BBB/Neg/A2	Baa3/Neg/P3	BBB+/CW-/F2
Último Relatório de Rating	01-04-2011	08-07-2011	04-04-2011

Rácios de Dívida	1S11	2010
Dívida Líquida / EBITDA	4,4x	4,5x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	4,1x	4,1x



A **dívida financeira** da EDP é emitida essencialmente ao nível da "holding" (EDP SA/EDP BV), tanto através do mercado obrigacionista (público e privado) como de empréstimos bancários. Os nossos investimentos/operações são financiados em moeda local mitigando assim o risco cambial. A EDP Brasil financia-se em moeda local, sem recurso à EDP. Os outros financiamentos externos do Grupo EDP consistem essencialmente em "project finance" maioritariamente realizados por algumas subsidiárias da EDP Renováveis. A nossa dívida em USD é totalmente utilizada no financiamento de investimentos eólicos da EDP Renováveis nos EUA, sendo emitida ao nível da EDP BV e posteriormente emprestada por meio de empréstimos intragrupo.

A estratégia de financiamento da EDP visa manter o acesso a fontes de financiamento diversificadas e garantir as suas necessidades de caixa com 24 meses de antecedência. A EDP tem como objectivo uma melhoria constante da sua posição de "free cash flow" e dos rácios de crédito nos próximos anos. No 1S11, a dívida líquida/EBITDA e dívida líquida/EBITDA ajustada de recebimentos futuros da actividade regulada da EDP foi 4,4x e 4,1x respectivamente. Em Jul-11, a Moody's reduziu o rating da EDP em consequência da diminuição do rating da República de Portugal. O rating atribuído à EDP pela Standard & Poor's está agora um nível acima da República de Portugal enquanto que o da Moodys e Fitch estão dois níveis acima, reflectindo o elevado peso das actividades fora de Portugal no mix de negócio, a baixa sensibilidade do "portfólio" de negócio da EDP ao ciclo económico e a confortável posição de liquidez.

Em Jan-11, a EDP emitiu obrigações no montante de €750M com vencimento em Fev-16 e cupão de 5,875%. Ainda em Jan-11, a EDP assinou com o Banco Europeu de Investimento um contrato de financiamento de €300M com prazo de 15 anos com o intuito de financiar a repotenciação de novas centrais hídricas em Portugal. Em Fev-11, a EDP emitiu obrigações no montante de CHF230M com vencimento em Fev-14 e cupão de 3,5%, que foram convertidas para Euros. Em Abr-11, a EDP contratou um empréstimo sindicato no montante de €300M e com maturidade de 3 anos.

Em Jun-11, o prazo médio da dívida era de 5 anos. O peso da taxa variável na dívida consolidada do Grupo diminuiu (56% variável/44% fixo em Dez-10 para 53% variável/47% fixo em Jun-11). As nossas principais taxas de referência são a Euribor a 1 mês/3 meses. Em Jun-11, o montante de papel comercial ascendeu a €0,3MM de um programa de €1MM. A EDP pretende continuar a rolar o papel comercial, tendo como suporte um financiamento de €2MM na modalidade "revolving" com maturidade de 4,5 anos, que, a Jun-11, se encontra utilizada no montante de €0,8MM. Em Jun-11, as linhas de crédito disponíveis totalizavam €2,0MM, o que implicou um total de caixa e linhas de crédito disponíveis no montante de €3,0MM. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de fundos até ao 1S13.

(1) Valor Nominal.



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balço Eléctrico (TWh)	Portugal (1)			Espanha			Península Ibérica		
	1S11	1S10	Δ%	1S11	1S10	Δ%	1S11	1S10	Δ%
Hidroeléctrica	7,3	10,3	-29%	18,4	25,1	-27%	25,7	35,3	-27%
Nuclear	-	-	-	27,3	29,2	-6,4%	27,3	29,2	-6,4%
Carvão	2,8	1,7	69%	16,8	7,2	132%	19,6	8,9	120%
CCGT	5,9	4,5	30%	26,1	29,3	-11%	31,9	33,8	-5,5%
Fuel/gas/diesel	(0,0)	(0,0)	101%	-	0,9	-	(0,0)	0,9	-
Auto-consumo	-	-	-	(3,3)	(2,9)	15%	(3,3)	(2,9)	15%
(-) Bombagem	(0,2)	(0,2)	23%	(1,7)	(2,6)	-34%	(2,0)	(2,8)	-30%
Regime Convencional	15,8	16,3	-3,1%	83,5	86,2	-3,0%	99,3	102,4	-3,0%
Eólica	4,4	4,7	-6,3%	22,1	22,1	0,3%	26,6	26,8	-0,9%
Outras	4,7	4,6	3,0%	26,1	24,3	7,3%	30,8	28,9	6,6%
Regime Especial	9,1	9,3	-1,8%	48,2	46,4	3,9%	57,3	55,7	3,0%
Importação/(exportação)	0,7	0,4	85%	(3,5)	(3,5)	-0,3%	(2,8)	(3,1)	-11%
Consumo Referido à Emissão	25,6	26,0	-1,3%	128,3	129,1	-0,6%	153,9	155,0	-0,7%
Corrigido temperatura, dias úteis			-1,5%			0,4%			n.a.

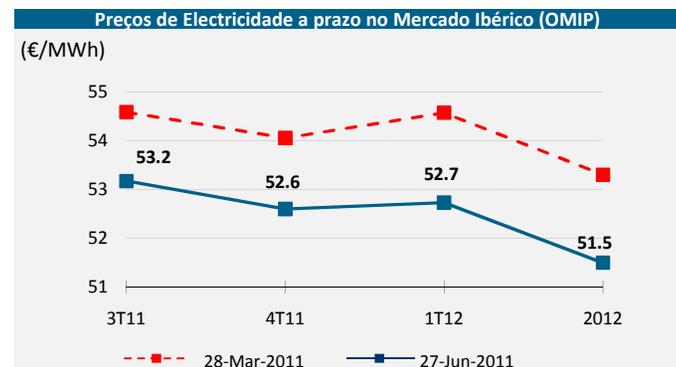
Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1S11	1S10	Δ%	1S11	1S10	Δ%	1S11	1S10	Δ%
Procura convencional	18,0	17,6	2,1%	138,5	139,1	-0,5%	156,5	156,8	-0,2%
Procura para produção electricidade	12,1	9,5	28%	55,7	61,7	-10%	67,9	71,2	-4,6%
Procura Total	30,2	27,1	11,2%	194,2	200,8	-3,3%	224,4	227,9	-1,6%

A procura de electricidade na P. Ibérica (P.I.) recuou 0,7% no 1S11. Em Espanha (83% do consumo na P.I.), a procura caiu 0,6% devido aos efeitos de temperatura e dias úteis (ajustado por estes efeitos, a procura subiu 0,4%). Em Portugal (17% do total), a procura caiu 1,3% (-0,6% no 2T11 vs. 2T10) suportada pelo menor consumo dos segmentos residencial e de PME. Apesar da menor procura total (-1,1TWh) e do acréscimo de produção em regime especial (+1,7TWh exc. Eólica), a procura residual térmica (PRT) subiu 18% (+8TWh), suportada por 8,8TWh de produção hídrica líquida, reflectindo um factor de produção hídrica mais baixo (1,4x no 1S10 e 1,0x no 1S11), e -1,9TWh de produção nuclear. O aumento da PRT no 1S11 foi integralmente satisfeito pelas centrais a carvão (+11TWh no 1S11, +7TWh no 2T11), reflectindo uma base de comparação fraca e a implementação do RDL 1221/10 em Espanha (Fev-11). Assim, o factor médio de utilização das centrais a carvão em Espanha ascendeu a 32% no 1S11, ajudado por +21pp no 2T11 (vs. 2T10), para 33%. Por sua vez, a produção das CCGTs recuou 3TWh no 1S11, devido a menores factores médios de utilização em Espanha: 24% no 1S11, no seguimento de uma redução de -8pp (vs. 2T10) para 22% no 2T11. A produção eólica caiu 1% no 1S11, devido a menores recursos eólicos, o que compensou o acréscimo da capacidade instalada (+9%). A capacidade térmica instalada na P.I. aumentou 7% no 1S11, reflectindo o encerramento de centrais a fuelóleo/gasóleo (-1,8GW) e o arranque de grupos de CCGTs (+4,6GW).

O preço médio à vista em Espanha subiu 55% no 1S11, suportado por uma fraca base de comparação. Face ao 1T11, o preço à vista subiu 7%, para €48/MWh no 2T11, impulsionado por custos de combustíveis mais altos (gás, carvão, CO₂). O preço médio final da electricidade em Espanha subiu 47% no 1S11, situando-se €9,4/MWh acima do preço da pool devido ao peso de serviços de sistema e garantia de potência. Igualmente de notar é a queda do preço de licenças CO₂ no final do Jun-11 (-22% para €13,5/ton) suportada pela pressão vendedora decorrente da crise financeira na zona euro.

O consumo de gás na P.I. recuou 1,6%, reflectindo uma quebra de 4% no 2T11 (vs. 2T10). A procura convencional manteve-se estável, suportada por +2% em Portugal e -0,5% em Espanha. O consumo de gás na produção de electricidade caiu 5% no 1S11 (-12% no 2T11), reflectindo menos horas de funcionamento das CCGTs, em Espanha. Apesar do preço à vista (NBP) ter subido sustentadamente no 1S11 (+55%), o preço do Brent também subiu (+41%). Assim, o custo de gás dos contratos de LP na P.I. continua a crescer e as margens de comercialização de gás permanecem pressionadas.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1S11	1S10	Δ%
Hídrica	21,2	21,2	-
Nuclear	7,5	7,4	0,2%
Carvão	12,6	12,6	-
CCGT	28,7	24,1	19%
Fuel/gas/diesel	2,9	4,7	-38%
Regime Convencional	72,9	70,0	4,1%
Eólica	24,8	22,8	8,7%
PRE's (outras)	17,2	16,7	2,5%
Regime Especial	42,0	39,6	6,1%
Total	114,9	109,6	4,8%



Factores Chave	1S11	1S10	Δ%
Coef. hidráulica (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,03	1,43	-28%
Espanha	0,97	1,39	-30%
Preço de electricidade à vista, €/MWh (1)			
Portugal	47,1	30,0	57%
Espanha	46,7	30,2	55%
Preço final electricidade à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	56,1	38,1	47%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton (1)	15,9	14,4	10%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	122,8	83,8	46%
Gás (CMP), €/MWh (1)	22,7	21,7	4,7%
Gás NBP, €/MWh (1)	22,5	14,5	55%
Brent, USD/Barril (1)	111,1	78,5	41%
EUR/USD (1)	1,40	1,33	5,8%

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



DR Operacional (€ M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	495,0	462,3	7,1%	+33
Receitas no mercado (i)	456,8	369,6	24%	+87
Desvio anual (ii)	80,2	92,3	-13%	-12
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	(42,0)	0,4	-	-42
Custos Directos: CAE/CMEC	56,3	4,3	-	+52
Carvão	82,4	37,0	123%	+45
Fuel	1,9	2,8	-34%	-1
CO2 e outros custos (líquidos)	(28,0)	(35,6)	21%	+8
Margem Bruta CAE/CMEC	438,7	458,0	-4,2%	-19
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	33,5	27,7	21%	+6
Mini-hídricas	29,8	37,0	-19%	-7
Margem Bruta Regime Especial	63,4	64,7	-2,1%	-1
Custos Operacionais Líquidos (1)	99,2	100,6	-1,4%	-1
EBITDA	402,9	422,2	-4,6%	-19
Amortizações & provisões líquidas	94,8	113,1	-16%	-18
EBIT	308,1	309,1	-0,3%	-1
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	(5,1)	(13,7)	62%	+9
Empregados (#)	1.346	1.420	-5,2%	-74
CAE/CMEC: Dados-chave	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,03	1,02	0,7%	+0,0
Térmica	1,09	1,09	-0,4%	-0,0
Capacidade Instalada (MW)	6.221	6.931	-10%	-710
Hídrica (3)	4.094	4.094	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Fuelóleo	946	1.657	-43%	-710
Regime Especial: Dados-chave	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	1.274	1.348	-5,5%	-74
Mini-hídricas Portugal	316	422	-25%	-105
Térmica em Portugal	529	460	15%	+70
Térmica em Espanha	428	467	-8,2%	-38
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	94	88	7,1%	+6
Térmica em Portugal	35	27	33%	+9
Térmica em Espanha	35	33	4,5%	+2
Investimento Operacional (€M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	28,2	26,7	5,7%	+2
Recorrente - Hídricas	9,8	8,7	13%	+1
Recorrente - Térmicas	3,8	6,9	-45%	-3
Não recorrentes (ambiental)	14,6	11,2	31%	+3
Regime Especial	4,0	9,0	-55%	-5
Expansão	1,4	7,7	-82%	-6
Manutenção	2,6	1,3	103%	+1
Total	32,3	35,7	-9,7%	-3

O EBITDA da produção contratada de LP recuou 5% para €403M no 1S11, reflectindo a exclusão da central do Carregado deste portfólio, após o fim do CAE em Dez-10 (-€43M). Ajustado deste efeito, o EBITDA cresceu 6%, suportado por uma inflação mais alta nos CAE/CMEC (+€13M) e pelo comissionamento de 50% do equipamento de desnitrificação em Sines (+€6M).

A margem bruta de CAE/CMEC desceu 4% (-€19M), para €439M no 1S11, afectada pelo fim do CAE da nossa central a fuel óleo do Carregado (710MW). Ajustado deste efeito (€48M) e dos menores resultados obtidos com combustíveis (+€0,3M no 1S11 vs. +€3,8M no 1S10), a margem bruta subiu €32M (+8%) no 1S11, impulsionada por uma inflação mais alta (+€13M), por níveis de disponibilidade nas nossas centrais acima do contratado (+3% nas hídricas, +9% nas térmicas) e pelo arranque do equipamento de desnitrificação em metade dos grupos de Sines, em Jan-11 (+€6M). Note-se que fruto da nossa estratégia de cobertura do risco decorrente das variações de preços de combustíveis através de produtos derivados, o seu impacto na margem bruta é compensado ao nível de resultados financeiros.

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €80M no 1S11, suportado nas centrais térmicas. O desvio gerado nas centrais térmicas no 1S11 (€96M a recuperar nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso, pagas por todos os consumidores de electricidade em Portugal) resultou de uma disponibilidade acima do nível contratado, de uma produção muito baixa e de uma margem unitária abaixo do valor inicialmente contratado nos CMEC. Por sua vez, as centrais hídricas registaram um desvio de -€16M (valor a devolver ao sistema), uma vez que os proveitos com serviços de sistema e a elevada produção compensaram o efeito negativo de um preço médio de venda abaixo da referência dos CMEC (€54/MWh).

A margem bruta no regime especial caiu 2%, para €63M no 1S11, devido à menor produção das centrais mini-hídricas (-25%). A margem bruta das centrais térmicas subiu 21% no 1S11, impulsionado pelas operações em Portugal (+15% de produção, +33% de margem unitária).

Os **custos operacionais líquidos**⁽¹⁾ ascenderam a €99M (-1%) no 1S11, reflectindo custos de reestruturação (€6M) e a exclusão da central do Carregado do portfólio de produção contratada (-€5M). As **amortizações líquidas e provisões** caíram 16% no 1S11, influenciado pela exclusão da central do Carregado e pela extensão da vida útil em diversas centrais ocorrida em 2010.

O investimento operacional na produção contratada de LP totalizou €32M no 1S11, 50% do qual destinado a projectos não recorrentes. O investimento não recorrente foi maioritariamente dedicado ao projecto de desnitrificação de Sines (€15M, 80% do investimento total já incorrido). Este projecto de €100M será remunerado sob o regime de CAE/CMEC: 8,5% ROA antes de inflação e impostos; totalmente amortizado até 2017. Em Jan-11, 50% deste projecto entrou em operação; os restantes 50% deverão iniciar exploração no início de 2012. O investimento de expansão no regime especial (€1,4M) respeita à central de cogeração Tudela (10MW em Espanha), em operação desde Jan-11.

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 €9M de perdas realizadas no 1S11 (vs. €0,5M no 1S10); (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 (1) (€ M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	404,5	477,4	-15%	-73
Produção de electricidade	240,2	303,5	-21%	-63
Portugal	76,1	115,1	-34%	-39
Espanha	161,9	185,6	-13%	-24
Ajustamentos	2,2	2,9	-24%	-1
Comercialização de electricidade	116,6	122,9	-5,2%	-6
Comercialização de gás	47,7	51,0	-6,3%	-3
Custos Operacionais Líquidos (2)	194,6	185,8	5%	+9
EBITDA	209,9	291,5	-28%	-82
Provisões	9,2	28,5	-68%	-19
Depreciações e amortizações líquidas	119,6	105,8	13%	+14
EBIT	81,1	157,2	-48%	-76

Performance Electricidade	1S11	1S10	Δ%	1S11	1S10	Δ%
Produção (GWh)		Custo Variável (€/MWh) (3)				
Produção Electricidade	8.032	7.939	1,2%	38,0	32,8	16%
Compras de Electricidade	16.545	15.653	5,7%	50,0	34,9	43%
Fontes de Electricidade	24.577	23.592	4,2%	46,0	34,2	35%
Vendas Electric. (GWh)		Preço Médio (€/MWh) (4)				
Perdas na Rede	729	655	-	n.a.	n.a.	-
Cientes Finais - Retalho	15.510	15.283	1,5%	55,0	51,2	7,4%
Mercado Grossista	8.338	7.654	8,9%	59,2	45,9	29%
Destinos de Electricidade	24.577	23.592	4,2%	54,8	48,0	14,1%

Margem Bruta Electricidade (€ M)	1S11	1S10	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	8,7	13,8	-37%	-5
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (5)	0,4	0,0	-	+0
Margem Unitária (€/MWh)	9,2	13,9	-34%	-5
Volume Total (TWh)	24,6	23,6	4,2%	+1
Fontes & Destinos Electricidade	225,6	327,6	-31%	-102
Serviços Comerciais Partilhados (1)	84,4	84,8	-0,4%	-0
Outros (6)	46,8	14,0	234%	+33
Total	356,8	426,4	-16%	-70

Destinos de Gás (TWh)	1S11	1S10	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	12,7	11,9	7,0%	+1
Vendido a Clientes Finais - Retalho Liberalizado	19,1	17,2	11%	+2
Total	31,9	29,1	9,6%	+3

O EBITDA das actividades liberalizadas ascendeu a €210M no 1S11, representando uma queda de 28% resultante de: (i) menor margem bruta unitária na electricidade decorrente de um custo de electricidade vendida superior e de menores ganhos com arbitragem; (ii) menor margem unitária no gás; e (iii) custos mais elevados relacionados com nova capacidade em operação e com a implementação do RDL 14/2010 (medidas para reduzir o défice tarifário), em Espanha.

No negócio de electricidade, a margem bruta caiu €69M no 1S11, na medida em que a menor margem média unitária (de €14/MWh no 1S10 para €9/MWh no 1S11) superou o impacto da subida do volume comercializado (+4%) e do aumento de proveitos obtidos com garantia de potência (resultante de introdução de garantia de potência em Portugal, em 1-Jan-11, e da nova capacidade em operação em Espanha). O volume vendido a clientes finais foi 1,9x a nossa produção reflectindo uma desaceleração significativa no volume vendido a clientes decorrente de aumento de concorrência.

Volumes: O volume total vendido cresceu 4% no 1S11, impulsionado por (i) maior volume vendido no mercado grossista (+9%) reflexo de preços na pool mais elevados e da implementação do RDL 1221/10; (ii) vendas a clientes 1% mais altas. A nossa produção cresceu 1% (-11% no 2T11 vs. 1T11), já que a menor produção hídrica (-23% no 1S11) e de CCGTs (-2% no 1S11) foi compensada por um acréscimo da produção de centrais a carvão (+32%), decorrente de uma paragem mais longa do que esperado na central de Aboño no 1S10 e da implementação do RDL 1221/10 em Espanha, no final de Fev-11. As compras de electricidade na pool cresceram 6% no 1S11. Já no 2T11 (vs. 1T11), apesar do aumento do custo de produção térmica (+10% vs. +7% no preço de electricidade à vista), o qual originou algumas oportunidades de arbitragem através de compras na pool, a diferença entre o custo de produção própria e o custo de compras de electricidade foi muito menor do que no 2T10, reduzindo margens.

Margens (3)(4): A margem média alcançada foi €9/MWh no 1S11 (-34%), suportada pelos termos previamente contratados com clientes (e anteriormente divulgados) e menores ganhos de arbitragem. O custo médio da electricidade vendida subiu 35% no 1S11, impulsionado por (i) um custo de produção mais alto (+16%), devido ao menor peso de produção hídrica no mix de geração, combinado com custos de combustíveis mais elevados; e (ii) custo médio da electricidade comprada na pool mais alto (+43%), decorrente de um preço médio na pool mais alto (+55%). O preço médio de venda subiu 14% impulsionado pelas vendas em mercado grossista (+29%) e pelas vendas a clientes de retalho (+7%).

Para 2011, a EDP tem já 27TWh de vendas estimadas contratadas com clientes e quase 100% da produção esperada (excluindo a produção a carvão com base em carvão Espanhol, ao abrigo do RD 1221/10) já contratada com uma margem térmica média (incluindo licenças gratuitas de CO₂) superior a €10/MWh. Para 2012, a EDP já contratou ~30% da sua produção esperada.

O nosso abastecimento de gás em 2011 baseia-se num portfólio anual de 4,3bcm. O consumo de gás aumentou 10% vs. 1S10, para 32TWh (2,7bcm) no 1S11, impulsionado pelo acréscimo de produção das nossas centrais.

(1) Inclui EDP Sol. Comerciais, a empresa de serviços comerciais partilhados em Portugal; (2) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Form. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais) + Outros custos operac. (Liq.)

(3) Inclui custos com combustíveis, custos com CO₂ líquido de licenças gratuitas, resultados de coberturas, custos de sistema;

(4) Inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso, serviços de sistema;

(5) Inclui resultados de cobertura de electricidade; (6) Inclui garantia de potência, serviços prestados e outros.

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1S11	1S10	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	240,2	303,5	-21%	-63
Portugal	76,1	115,1	-34%	-39
Espanha	161,9	185,6	-13%	-24
Ajustamentos	2,2	2,9	-24%	-1
Fornecimentos e serviços externos	28,3	25,9	9,4%	+2
Custos com pessoal	19,0	17,4	8,9%	+2
Custos com benefícios sociais	0,9	0,9	1,4%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	19,4	12,0	62%	+7
Custos Operacionais Líquidos (1)	67,6	56,2	20%	+11
EBITDA	172,6	247,3	-30%	-75
Provisões	(5,3)	12,7	-	-18
Deprec. e amortizações líquidas	109,6	95,2	15%	+14
EBIT	68,4	139,4	-51%	-71
Empregados (#)	767	782	-1,9%	-15

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

A produção das nossas centrais subiu 1% no 1S11 (-1% no 2T11 vs. 1210), para 8,0TWh, reflectindo o impacto misto de maior produção a carvão (+0,5TWh) e menor produção hídrica (-0,3TWh) e de CCGTs (-0,1TWh). Como resultado da maior produção a carvão, as emissões de CO₂ subiram 15% no 1S11 mas, ainda assim, ficaram aquém das licenças gratuitas atribuíveis ao período. O **custo médio de produção unitário** da nossa produção em mercado subiu para €38/MWh no 1S11 (+16%), essencialmente devido à maior contribuição de centrais CCGT/carvão para o mix de geração e pelo aumento do custo de combustíveis.

Carvão: A **produção** cresceu 32% no 1S11, suportada pela paragem mais longa do que previsto em Aboño 2, no 1T10, e pela implementação do RDL 1221/10 (carvão doméstico), em Espanha. O factor médio de utilização subiu 8p.p. vs. 1S10, para 33% no 1S11, mantendo-se acima da média de Espanha (22%). A partir de 26-Fev-11, a nossa central Soto 3 produz electricidade ao abrigo do RD 1221/2010, o que deverá traduzir-se numa margem assegurada para um volume equivalente a 1,3TWh/ano. O **custo médio da produção** a carvão situou-se em €31/MWh (+12%) no 1S11, impulsionado pelo custo de carvão mais alto.

CCGTs: A **produção** recuou 2% no 1S11, reflectindo uma queda de 20% no 2T11 (vs. 2T10). A capacidade instalada aumentou 13%, para 3,7GW em Jun-11, reflectindo o arranque de Soto 5 em Dez-10 (428MW em Espanha). No entanto, o factor médio de utilização nas nossas centrais CCGT (-4pp para 26%) foi penalizado pela entrada em vigor do RDL 1221/10. O **custo médio de produção** subiu 13% no 1S11, fruto de um custo de gás mais alto. A partir de Jan-11, as nossas centrais em Portugal (2,039MW) recebem também garantia de potência: €20/kW/ano.

No 1S11, o volume vendido em mercados complementares atingiu 2,4TWh, influenciado pela implementação de RDL 1221/10.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica recuou 23% no 1S11, fruto de uma pluviosidade elevada no 1S10. A produção nuclear subiu 3% devido a uma subida do factor médio de utilização (+3pp), para 79% (mesmo assim, penalizada por uma paragem de 4 semanas, para manutenção).

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ ascenderam a €68M no 1S11 (+20%), essencialmente suportados pelos custos adicionais decorrentes da aplicação do RDL 14/2010, em Espanha (+€8M), e pelo acréscimo de capacidade instalada. As **amortizações líquidas** subiram 15% influenciadas pelo aumento de capacidade instalada e maiores horas de funcionamento das centrais a carvão.

O **investimento operacional** em produção liberalizada ascendeu a €148M, 89% do qual referente ao desenvolvimento de nova capacidade hídrica. Este investimento de expansão foi maioritariamente canalizado para os projectos actualmente em construção: 5 repotenciações de centrais hídricas (Picote II, Bemposta II, Alqueva II, Venda Nova III, Salamonde II) e 3 novas centrais hídricas (Baixo Sabor, Ribeiradio e Foz Tua), com arranque previsto em 2011/15. As primeiras duas centrais a iniciar operações serão Picote II (246MW) e Bemposta II (191MW), no final de 2011. Um terceiro projecto arrancará com operações em meados de 2012: Alqueva II, com 256MW. O **investimento em manutenção** ascendeu a €17M no 1S11.

Dados-chave	1S11	1S10	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	8.032	7.939	1,2%	+93
CCGT	4.264	4.354	-2,1%	-91
Carvão	2.084	1.583	32%	+502
Hidroeléctrica	1.150	1.485	-23%	-336
Nuclear	534	516	3,5%	+18
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	38,0	32,8	16%	+5,2
CCGT	55,8	49,3	13%	+6,5
Carvão	30,5	27,3	12%	+3,2
Hidroeléctrica	1,4	0,2	465%	+1,1
Nuclear	3,6	3,8	-4,8%	-0,2
Factores de Utilização (%)				
CCGT	26%	30%	-	-4p.p.
Carvão	33%	25%	-	8p.p.
Hidroeléctrica	29%	38%	-	-8p.p.
Nuclear	79%	76%	-	3p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (3)	4,6	4,0	15%	+1
Licenças gratuitas (3)	5,4	4,9	9,5%	+0

Investimento Operacional (€ M)	1S11	1S10	Δ%	Δ Abs.
Expansão	131,7	110,8	19%	+21
CCGT	-	27,0	-	-27
Hidroeléctrica	131,7	83,8	57%	+48
Manutenção	16,5	36,1	-54%	-20
Recorrente	16,5	36,4	-55%	-20
Não recorrente (ambiental)	-	(0,3)	-	+0
Total	148,2	146,9	0,9%	+1

(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 (1) (€ M)	Comercialização Electricidade			
	1S11	1S10	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	116,6	122,9	-5,2%	-6
Fornecimentos e serviços externos	82,3	82,1	0,3%	+0
Custos com pessoal	24,9	23,2	7,5%	+2
Custos com benefícios sociais	2,9	2,7	8,9%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	(2,2)	2,1	-	-4
Custos Operacionais Líquidos (2)	108,0	110,0	-1,8%	-2
EBITDA	8,6	12,9	-34%	-4
Provisões	4,6	15,7	-71%	-11
Depreciações e amortizações líquidas	9,6	10,4	-7,6%	-1
EBIT	(5,6)	(13,2)	-57%	+8

DR Operacional (€ M)	Comercialização Gás			
	1S11	1S10	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	47,7	51,0	-6,3%	-3
Fornecimentos e serviços externos	10,9	11,5	-5,9%	-1
Custos com pessoal	1,6	2,0	-18%	-0
Custos com benefícios sociais	0,0	0,0	23%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	6,6	6,1	7,9%	+0
Custos Operacionais Líquidos (2)	19,1	19,7	-2,8%	-1
EBITDA	28,6	31,3	-8,6%	-3
Provisões	9,9	0,0	-	+10
Depreciações e amortizações líquidas	0,4	0,2	83%	+0
EBIT	18,3	31,0	-41%	-13

Dados-chave	1S11	1S10	Δ%	Δ Abs.
Electricidade em Portugal				
Volume Vendido (GWh)	4.442	4.304	3,2%	+138
Quota de Mercado (%)	41%	53%	-	-12 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	52,4	51,6	1,6%	+1
Número de Clientes (mil)	301	291	3,7%	+11
Electricidade em Espanha				
Mercado Livre				
Volume Vendido (GWh)	10.446	10.304	1,4%	+141
Quota de Mercado (%)	13%	13%	-	-1 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	57,1	51,7	10%	+5
Número de Clientes (mil)	686	588	17%	+99
Comercial. Último Recurso				
Volume Vendido (GWh)	442	639	-31%	-197
Número de Clientes (mil)	334	399	-17%	-66
Gás em Espanha & Portugal				
Espanha - Volume Vendido (GWh)	15.191	14.591	4,1%	600
Espanha - Quota Mercado (%)	11%	10%	-	0 p.p.
Portugal - Volume Vendido (GWh)	3.933	2.565	53%	1.368
Portugal - Quota Mercado (%) (3)	21%	33%	-	-12 p.p.
Margem Bruta Média (€/MWh)	0,9	1,5	-40%	-1
Número de Clientes (mil)	806	822	-1,9%	-15
Investimento Oper. (Electr.&Gás, P. Ib.)	4,9	4,7	2,7%	+0
Empregados (Port&Esp, P. Ibérica)	1.008	932	8,2%	+76

As nossas subsidiárias que operam na comercialização liberalizada têm contratos intra-grupo de abastecimento de electricidade e gás. Em linha com a crescente liberalização do mercado em Portugal, a EDP Soluções Comerciais (plataforma comercial de serviços partilhados em Portugal) foi incluída no perímetro de consolidação da comercialização de electricidade em 2010 e 2011. A sua contribuição para o EBITDA foi de €14M no 1S11 vs. €11M no 1S10.

Comercialização de electricidade em Portugal – O volume vendido a clientes no mercado livre cresceu 3% no período para 4,4TWh no 1S11. A EDP atingiu uma quota de mercado de 41% no 2T11, abaixo dos 43% conseguidos no 1T11 e dos 52% alcançados no 2T10, reflexo de uma concorrência intensa no mercado livre, e da falta de competitividade do mercado livre no segmento residencial face às tarifas reguladas conjugada com o enfoque da EDP nos segmentos mais atractivos. O preço médio de venda subiu 2% no período para €52/MWh no 1S11. Devido a um aumento do custo médio com a compra de energia e das tarifas de acesso, a margem média unitária baixou.

Comercialização de electricidade em Espanha – O volume vendido aos nossos clientes no mercado livre aumentou 1% no período suportado pela expansão da carteira de clientes (+17%). A nossa quota de mercado fixou-se nos 13%, evidenciando a capacidade da EDP em manter uma quota em comercialização que é o dobro da quota na produção. Em consequência da nossa estratégia de enfoque nos segmentos/clientes mais atractivos, a nossa carteira de clientes cresceu 2% no trimestre, enquanto o volume fornecido recuou 3% no trimestre. O preço médio de venda cifrou-se em €57/MWh no 1S11 (+10% no período), traduzindo-se em menores margens.

Comercialização de gás na Península Ibérica – O volume comercializado em Espanha aumentou 4% no período para 15,2TWh, mas recuou 24% em relação ao 1T11, reflexo de uma quota de mercado de 11% e de condições de mercado exigentes. Em Portugal, o volume vendido atingiu 3,9TWh no 1S11, evidenciando uma subida de 53% no período mas tendo recuado 24% em relação ao 1T11. A margem bruta unitária ibérica ascendeu a €0,9/MWh no 1S11, influenciada pelo impacto da incorporação nas tarifas de último recurso de um custo de gás CMP mais baixo e por um ambiente concorrencial desfavorável.

Perspectivas:

As margens da comercialização de electricidade e gás, tanto em Portugal como em Espanha, deverão manter-se sob pressão no próximo semestre, devido ao efeito conjunto de preços na pool elevados (electricidade), de baixas tarifas de último recurso e de um exigente ambiente concorrencial.

Em termos de volumes, a EDP antecipa que os mercados livres em Portugal e Espanha continuem a crescer, sendo que a concorrência deverá permanecer intensa. O fim da opção da tarifa transitória de comercialização de último recurso para os maiores clientes (todos os segmentos com excepção dos de baixa tensão normal) a partir de 1-Jan-2012, deverá dar um estímulo adicional à expansão do mercado livre em Portugal: o consumo total destes segmentos em mercado regulado representou 10TWh em 2010.

(1) Inclui EDP Sol Comerciais, plataforma de serviços comerciais partilhados do grupo em Portugal; (2) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operac. (Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais) + Outros custos operac. (Liq.). (3) Com base no segmento de consumo GN>10.000 m³/ano.

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)				Dados gerais	1S11	1S10	Δ %	Dados da Acção			
	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.					1S11	1S10	Δ %	
Margem Bruta	485,6	411,0	18%	+75	Capacid. Instalada (MW)	6.887	5.665	22%	Cotação no fim do período (€/acção)	4,55	4,83	-6%
Forn. e serviços externos	107,4	91,1	18%	+16	Europa	3.526	2.936	20%	Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-
Custos com Pessoal	25,4	23,8	6,7%	+2	EUA	3.278	2.715	21%	Participação detida pela EDP (%)	78%	78%	-
Outros custos operac. (líq.)	(56,4)	(46,9)	20%	-10	Brasil	84	14	507%	Dados relevantes de Balanço (€M)	1S11	1S10	Δ %
Custos Operacionais Líq. (1)	76,4	68,1	12%	+8	Electric. Produzida (GWh)	8.790	6.940	27%	Empréstimos bancários e outros (Líq.)	490,7	38,4	-
EBITDA	409,2	342,9	19%	+66	Europa	3.657	3.244	13%	Dívida c/ empresas EDP (Líq.)	2.794,8	2.687,9	4,0%
Provisões	(0,3)	(0,0)	-	-0	EUA	5.105	3.682	39%	Dívida Líquida	3.285,5	2.726,3	21%
Amortizações líquidas	211,3	196,9	7,3%	+14	Brasil	29	14	107%	Interesses não controláveis	122,7	120,8	1,6%
EBIT	198,3	146,1	36%	+52	Factor méd. utilização (%)	32%	31%	1 p.p.	Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (3)	865,5	1.053,3	-18%
Result. alienação act. financ.	10,1	-	-	+10	Preço méd. venda (€/MWh)	55,6	59,2	-6%	Valor Contabilístico	5.348,9	5.238,5	2,1%
Resultados financeiros	(98,0)	(88,8)	10%	-9	EBITDA (€m)	409,2	342,9	19%	Euro/USD - Taxa de fim do período	1,45	1,23	18%
Resultados em associadas	3,4	3,3	-	+0	Europa	256,1	221,0	16%	Resultados Financeiros (€ M)	1S11	1S10	Δ %
Resultados Antes de Impostos	113,8	60,6	88%	+53	EUA	159,7	131,3	22%	Juros financeiros líquidos	(90,5)	(76,2)	-19%
IRC e impostos diferidos	23,5	16,4	43%	+7	Outros e Ajustamentos	(6,6)	(9,4)	-30%	Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(30,3)	(31,5)	3,7%
Operações descontinuadas	-	-	-	-	EBIT (€m)	198,3	146,1	36%	Custos capitalizados	23,0	34,7	-34%
Result. líquido do período	90,3	44,2	104%	+46	Europa	149,4	125,2	19%	Diferenças Cambiais	4,4	(11,9)	-
Accionistas da EDPR	89,5	42,9	109%	+47	EUA	57,6	31,6	82%	Outros	(4,5)	(3,8)	-17%
Interesses não controláveis	0,8	1,3	-38%	-0	Outros e Ajustamentos	(8,8)	(10,7)	-18%	Resultados Financeiros	(98,0)	(88,8)	-10%
					Investim. Operac. (€m) (2)	345,0	834,3	-59%	Dados Operacionais	1S11	1S10	Δ %
					Europa	154,1	285,0	-46%	Empregados (#)	863	781	10,5%
					EUA	128,6	527,2	-76%	Opex / MW Médio em operação (€mil)(4)	42,5	45,3	-6,3%
					Brasil	59,2	15,4	284%				

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 a EDPR opera são os EUA (38% do EBITDA da EDPR no 1S11) e Espanha (37%). Os restantes mercados incluem Portugal (14%), França, Polónia, Roménia, Bélgica e Brasil (estes cinco representam 11% do EBITDA da EDPR no 1S11).

O EBITDA da EDPR subiu 19% no período (+€66M) para €409M no 1S11, em linha com o aumento de 22% da capacidade para 6.887MW a Jun-11. Os motores de crescimento foram: (1) **EUA (EBITDA +€28M)**, incluindo -€9m de impacto cambial) suportado por 563MW de nova capacidade (46% do total instalado no último ano), um factor médio de utilização superior (+4p.p. para 36% no 1S11) e um preço médio de venda inferior; (2) **Espanha (EBITDA +€23M)**, incluindo resultados de coberturas), no seguimento de um aumento da capacidade em 267MW (22% do total instalado) e de um aumento do preço médio de venda (+6% no período), que se deveu essencialmente à forte recuperação do preço médio obtido na "pool" nos últimos 12 meses (+58% para €45/MWh). **O EBITDA do Mercado Europeu não Ibérico aumentou €17M**, reflexo de um aumento da capacidade em 319MW (26% do total instalado), no seguimento do início das operações na Roménia, no final de 2010, e na Polónia (com um preço de venda superior à média do "portfólio").

As amortizações líquidas subiram 7% no período (+€14m), na medida em que a expansão do portfólio eólico da EDPR foi parcialmente compensada pela extensão (de 20 para 25 anos) da vida útil dos activos eólicos da EDPR. O EBIT da EDPR subiu 36% (+€52M) para €198M no 1S11.

A dívida líquida da EDPR subiu €0,6MM no período para €3,3MM a Jun-11, reflexo do investimento em nova capacidade e do pagamento, em Abr-11, de €231M pelo aumento de 80% para 100% da participação da EDPR no capital da Genesa (sub-holding espanhola com 1.7GW de capacidade eólica em operação a Dez-10), tendo também beneficiado de uma apreciação de 18% do Dólar face ao Euro. A Jun-11, 38% da dívida da EDPR estava denominada em USD, reflectido a política do Grupo EDP de financiar as suas operações em moeda local. Os empréstimos concedidos pela EDP SA à EDPR (85% da dívida líquida) estão contratados a taxas fixas. A dívida contraída fora do Grupo respeita essencialmente a "project finance" de longo prazo para parques em Espanha e na Polónia. Os passivos relativos a parcerias institucionais nos EUA recuaram para €865M a Jun-11, devido ao recebimento gradual, pelos nossos parceiros, dos créditos fiscais associados à operação dos nossos parques eólicos nos EUA e ao impacto cambial. Em Jul-11, a EDPR assegurou mais um financiamento de USD116M, referente ao parque eólico Timber Road II, de 99MW (Ohio), através da assinatura de um novo acordo com parceiros institucionais. A dívida bruta média da EDPR subiu de €2,9MM no 1S10 para €3,6MM no 1S11, enquanto **o custo médio da dívida subiu de 5,0% em Jun-10 para 5,6% em Jun-11**, resultado do custo mais elevado da nova dívida contratada. Neste sentido, os juros líquidos aumentaram 19% (+€14M) para €90M no 1S11. No 1S11, a EDPR registou um ganho de €9M relacionado com a venda de uma participação de 16.67% num parque eólico espanhol de 74MW. O resultado antes de impostos da EDPR subiu 88% (+€53M). No seguimento da descida da taxa efectiva de imposto (27% no 1S10 vs. 21% no 1S11) e da redução (-€0.5M) dos resultados atribuíveis a interesses não controláveis, **o resultado líquido da EDPR aumentou €47M no período para €90M no 1S11**.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Líq.) (2) Inclui investimento da EDPR SA
(3) Líquido de proveitos diferidos e caução de depósitos. (4) Valores anualizados

EDP Renováveis: EUA & Espanha



EUA	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	3.278	2.715	21%	+563
Em "PTC"	2.024	2.024	-	-
Em "cash grant flip"	455	293	56%	+163
Em "cash grant"	799	398	101%	+401
Factor médio de utilização (%)	36%	32%	-	4 p,p
Preço médio de venda (USD/MWh)	44,7	49,0	-8,6%	-4,2
Euro/USD - Taxa média do período	1,40	1,33	5,8%	+0,08
CAE/Coberturas				
Capacidade instalada (MW) (1)	2.513	1.888	33%	+625
Electricidade produzida (GWh)	3.654	2.687	36%	+968
Preço médio de venda (USD/MWh)	49,6	54,8	-9,4%	-5,2
Mercado				
Capacidade instalada (MW) (1)	764	827	-7,6%	-63
Electricidade produzida (GWh)	1.450	996	46%	+455
Preço médio de venda (USD/MWh)	30,1	33,5	-10%	-3,4
Margem Bruta (USD M)	226	180	26%	+46
Receitas PTC & Outras (USD M)	86	68	25%	+17
Margem Bruta Ajustada (USD M)	312	248	26%	+64
EBITDA (USD M)	224	174	29%	+50
EBIT (USD M)	81	42	93%	+39
Inv. Operacional Líquido (USD M)	180	699	-74%	-519
Inv. Operacional Bruto	181	699	-74%	-518
"Cash grant" recebido	(1)	-	-	-1
Capacidade em construção (MW)	144	509	-72%	-365

Espanha	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.190	1.923	14%	+267
Factor médio de utilização (%)	27%	28%	-	-1 p,p
Preço médio obtido pool (€/MWh)	44,6	28,3	58%	+16,3
Preço médio final venda (€/MWh) (2)	82,2	77,4	6,2%	+4,8
Capacidade - Regime Transitório				
Capacidade instalada (MW)	1.153	1.153	0,0%	-
Electricidade produzida (GWh)	1.307	1.434	-8,8%	-127
Capacidade - RD 661/2007				
Capacidade instalada (MW)	1.037	770	35%	+267
Electricidade produzida (GWh)	1.068	676	58%	+392
Resultados da Cobertura (€ M)	(1,7)	11,4	-	-13
Margem Bruta (€ M) (2)	194	162	19%	+31
EBITDA (€ M) (2)	155	132	17%	+23
EBIT (€ M) (2)	85	68	25%	+17
Investimento operacional (€ M)	47	91	-49%	-44
Capacidade em construção (MW)	61	328	-81%	-267

Nos EUA, a capacidade aumentou 563MW (+21% no período), no seguimento: (1) da conclusão de Meadow Lake II+III+IV (301MW no Indiana, dos quais 210MW entraram em operação entre Jun-10 e Jun-11; energia vendida no PJM e já parcialmente contratada para ser vendida através de CAE, a partir de 2012; incentivos fiscais recebidos através de "cash flip deal" para 100MW e "cash grant" para 200MW); (2) da entrada em funcionamento de Top Crop II (198MW no Illinois; produção vendida através de CAE; incentivos fiscais recebidos através de "cash grant"); (3) da entrada em operação de Kitittas Valley (101MW no Washington; produção vendida no WECC; incentivos fiscais recebidos através de "cash flip deal"); e (4) da entrada em operação da 54MW de Timber Road II (99MW no Ohio, dos quais 45MW estão em construção com entrada em operação prevista para o 2S11; produção vendida através de CAE; incentivos fiscais recebidos através de "cash flip deal"). O factor de utilização médio no 1S11 foi de 36%, 4pp acima dos 32% registados no 1S10, dada a forte evolução anual registada em todos os Estados onde a EDPR está presente. O preço médio (excluindo receitas com incentivos fiscais) da energia vendida através de CAE caiu 9% para USD50/MWh, reflexo dos novos contratos assinados apresentarem um menor preço inicial, mas com maiores taxas de actualização anual, e de menores receitas associadas a compensações por cortes na transmissão. O preço médio de venda em mercado caiu 10% devido a menores preços de mercado nas regiões onde vendemos a nossa produção. No total, o preço médio de venda nos EUA caiu 9% para USD45/MWh. **No 1S11, a margem bruta ajustada (incluindo receitas de PTCs) subiu USD64M, o EBITDA aumentou USD50M, e o EBIT subiu USD39M.** Em Jun-11, a EDPR tinha em construção 144MW nos EUA: (1) 45MW de Timber Road II, um parque de 99MW localizado no Ohio (PJM) e com produção contratada através de um CAE a 20 anos; e (2) 99MW de Blue Canyon VI, localizado no Oklahoma (SPP), um projecto que beneficia de características bastante atractivas (baixos custos de investimento e manutenção, e elevado recurso eólico). Em Dez-10 o governo americano prolongou o prazo de validade da opção fiscal "cash grant" para os parques eólicos cuja construção comece antes do final de 2011 e que entrem em operação antes do final de 2012.

Em Espanha, a remuneração dos nossos parques eólicos baseia-se: (1) num regime transitório para os parques que entraram em operação antes de 2008, de acordo com o qual os produtores eólicos recebem uma tarifa 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, aplicável a todos os parques eólicos que entraram em operação após 2008, que concede aos produtores duas opções: (a) tarifa equivalente a 'preço médio obtido na "pool" + prémio (€20,1/MWh até final de 2012 e €30,9/MWh posteriormente)', com um máximo (€91,7/MWh) e um mínimo (€76,9/MWh); ou (b) uma tarifa fixa de €79,1/MWh. Todas as remunerações fixadas pelo RD 661/2007 (incl. máximos, mínimos e prémio) são actualizadas à inflação (CPI-X) e garantidas por 20 anos. A EDPR está a transferir a sua capacidade sujeita ao RD 661/2007 da opção (a) para a opção (b), actualmente mais atractiva (a Jun-11, c80% da capacidade sob o RD 661/2007 estava a ser remunerada pela opção de tarifa fixa). **No 1S11 o EBITDA da EDPR em Espanha, incluindo resultados com coberturas, cresceu €23M (+17%) para €155M, e o EBIT subiu €17M (+25%) para €85M.** A EDPR aumentou em 267MW (+14%) a capacidade eólica em Espanha, dos quais 140MW entraram em operação no 1S11. O preço médio obtido na "pool" pela EDPR aumentou 58%, reflectindo o anormalmente baixo preço da "pool" que caracterizou o 1S10 devido a níveis de produção hídrica e eólica muito elevados. Este acréscimo do preço da "pool" suportou uma subida de 24% na tarifa média do regime transitório para €88/MWh. A tarifa média recebida pela capacidade sob o RD661/2007, de €77/MWh, ficou em linha com o mínimo da opção de tarifa mínima e máxima, e abaixo da opção de tarifa fixa. Prosseguindo a sua estratégia de cobertura de preços para a capacidade abrangida pelo regime transitório, foram vendidos 853GWh a prazo para o 1S11. A tarifa média eólica em Espanha, incluindo os resultados com coberturas, subiu 6% para €82/MWh, o que compensou um factor médio de utilização ligeiramente inferior.

Para o 2S11, a EDPR vendeu a prazo, para a produção abrangida pelo regime transitório, 1,1TWh em Espanha a um preço médio de cerca de €44/MWh. Para 2012, a EDPR vendeu a prazo 1.1TWh a um preço médio de €52/MWh. A EDPR tem actualmente 61MW em construção em Espanha.

(1) 258 MWs apresentados como capacidade instalada em CAE/Coberturas ainda se encontram a vender energia no Mercado dado que os CAE que já foram assinados serão somente válidos a partir de Jan-12 para 83MWs e Jun-12 para 175MWs.

(2) Inclui os ganhos/perdas de cobertura

EDP Renováveis: Portugal, Resto da Europa & Brasil



Portugal	1H11	1H10	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	599	595	0,7%	+4
Factor médio de utilização (%)	27%	31%	-	-4 p,p
Electricidade produzida (GWh)	697	772	-10%	-75
Preço médio de venda (€/MWh)	102	100	2,4%	+2
Margem Bruta (€ M)	72	78	-7,4%	-6
EBITDA (€ M)	60	65	-8,5%	-6
EBIT (€ M)	45	48	-6,4%	-3
Investimento operacional (€ M)	1	2	-64%	-1
Capacidade em construção (MW)	-	-	-	-
ENEOP Capacidade Instalada (MW)	275	127	116%	+148

Resto da Europa (2)	1H11	1H10	Δ %	Δ Abs.
França & Bélgica				
Capacidade instalada (MW)	341	298	14%	+43
Factor médio de utilização (%)	23%	25%	-	-2 p,p
Electricidade produzida (GWh)	337	303	11%	+34
Preço médio de venda (€/MWh)	90	88	2,2%	+2
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	168	120	40%	+48
Factor médio de utilização (%)	26%	-	-	-
Electricidade produzida (GWh)	147	59	148%	+88
Preço médio de venda (PLN/MWh)	453	432	4,8%	+21
Euro/PLN - Taxa média do período	3,95	4,00	-1,2%	-0,05
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	228	-	-	+228
Factor médio de utilização (%)	19%	-	-	-
Electricidade produzida (GWh)	101	-	-	+101
Preço médio de venda (RON/MWh)	364	-	-	-
Euro/RON - Taxa média do período	4,18	-	-	-
Margem Bruta (€ M)	56	33	70%	+23
EBITDA (€ M)	42	25	69%	+17
EBIT (€ M)	22	12	80%	+10
Investimento operacional (€ M)	107	192	-44%	-85
Capacidade em construção (MW)	121	274	-56%	-153

Brasil	1H11	1H10	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	84	14	507%	+70
Factor médio de utilização (%)	24%	23%	-	1 p,p
Electricidade produzida (GWh)	29	14	107%	+15
Preço médio de venda (€/MWh)	274	251	9,0%	+22
Euro/Real - Taxa média do período	2,29	2,38	-4,0%	-0,10
Margem Bruta (R\$ M)	8	4	112%	+4
EBITDA (R\$ M)	3	0	-	+3
EBIT (R\$ M)	1	(1)	-	+2
Investimento operacional (R\$ M)	136	37	268%	+99
Capacidade em construção (MW)	-	70	-	-70

Em Portugal, o factor médio de utilização caiu 4pp para 27% no 1S11 (menores recursos eólicos, comparados com um 1T10 anormalmente elevado), o que implicou uma redução de 10% na produção, enquanto o preço médio aumentou 2% no período, reflexo das actualizações à inflação no período. As tarifas eólicas em Portugal são actualizadas à inflação e definidas por 15 anos. **O EBITDA foi de €60M no 1S11, uma redução de €6M (similar à performance da margem bruta).** Ainda em Portugal, a EDPR detém uma participação no consórcio ENEOP (consolidada pela EDPR por equivalência patrimonial) que possui uma licença para construir 1.200MW (480MW atribuíveis à EDPR) que deverão estar integralmente em operação no final de 2012. A capacidade eólica da ENEOP é remunerada a uma tarifa inferior (€74/MWh) à dos parques mais antigos operados pela EDPR, sendo igualmente actualizada à inflação e garantida por 15 anos. A Jun-11 a ENEOP tinha 688MW (275MW atribuíveis à EDPR) em operação e 126MW (50MW atribuíveis à EDPR) em fase de construção.

Nos mercados europeus fora da P. Ibérica, o EBITDA subiu €17M no período (+69%) para €42M no 1S11, e o EBIT aumentou €10M para €22M no 1S11.

Em França, a EDPR tem 284MW de capacidade em operação (43MW de nova capacidade foram instalados entre Jun-10 e Dez-10) e 22MW de capacidade em construção. A produção eólica em França é vendida a uma tarifa fixa actualizada à inflação e garantida por 15 anos. No 1S11, a tarifa média da EDPR em França foi €86/MWh (+4% no período). **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, o parque eólico Margonin (120MW) tem já mais de 12 meses em operação. A produção gerada por este parque é actualmente vendida no mercado à vista (preço médio base de PLN204,7/MWh no 1S11, +8% no período) e a EDPR detém um contrato de 15 anos para a venda dos certificados verdes (CVs) gerados por Margonin (na Polónia a penalização por não entrega dos CVs exigidos pela lei às “utilities” locais está fixada em PLN274,9/MWh para 2011). O parque eólico Margonin foi financiado em moeda local através de um empréstimo de PLN535M em “project finance” com maturidade de 15 anos contratado no 4T10 com um consórcio liderado pelo BEI e pelo BERD. Adicionalmente, no 1S11 a EDPR instalou mais 48MW na Polónia relativos ao parque eólico Korsze, de 70MW, dos quais, a Jun-11, 22MW estavam em fase de construção. Este parque já tem a venda da sua energia garantida por um CAE com maturidade de 10 anos.

Na Roménia, a EDPR instalou o seu primeiro parque eólico (Pestera, 90MW) em Dez-10. Adicionalmente, durante o 1S11, entrou em operação o parque eólico Cernavoda, de 138MW. Na Roménia, a EDPR vende a sua produção em mercado, recebendo também CVs por MWh produzido. Em 2010 o governo Romeno aprovou a atribuição aos produtores eólicos de 2 CVs por MWh produzido até 2017, sendo que o preço de venda destes CVs tem um valor mínimo (€27.6) e máximo (€56.2) fixado em Euros. Dado que a atribuição destes 2 CVs por MWh está ainda em fase de implementação (que se espera que ocorra nos próximos meses, no seguimento de aprovação por parte da Comissão Europeia a 13 de Julho de 2011), no 1S11 a EDPR recebeu ainda apenas 1 CV por MWh produzido, o que conjuntamente com a fase inicial de testes dos nossos 2 parques eólicos na Roménia justificou um preço médio de venda de RON364/MWh no 1S11. De notar que a EDPR executou recentemente duas estruturas contratuais de “project finance” para um total de 228MW na Roménia, sendo que a dívida contratada de longo prazo totaliza €188M (espera-se que o encaixe destas operações ocorra no 3T11).

Em Itália, no 2T11, a EDPR iniciou a construção do seu primeiro parque eólico com 20MW de capacidade. Em Itália, os produtores eólicos recebem pela electricidade produzida o preço de mercado mais um CV durante os primeiros 15 anos de operação.

No Brasil, o parque eólico Tramandaí, de 70MW, entrou em operação no 2T11. A EDPR estabeleceu recentemente uma estrutura contratual de “project finance” com o BNDES no montante de R\$228M para este parque (encaixe esperado para o 3T11). O referido parque está remunerado ao abrigo do PROINFA a uma tarifa fixa (em linha com a tarifa média actual) actualizada à inflação por um período de 20 anos. O factor médio de utilização aumentou 1pp no período para 24% no 1S11, enquanto o preço médio de venda aumentou 9% no período para R\$274/MWh.

(1) Eólicas de Portugal consolidada por equivalência patrimonial (2) Incluindo Itália, Reino Unido, mini-hídrica, entre outros

Distribuição de Electricidade e Comercialização de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	646,9	671,0	-3,6%	-24
Fornecimentos e serviços externos	163,4	160,9	1,6%	+2
Custos com pessoal	63,0	72,3	-13%	-9
Custos com benefícios sociais	38,2	36,4	4,8%	+2
Rendas de concessão	121,2	119,2	1,7%	+2
Outros custos operacionais (líquidos)	(27,7)	(1,4)	-	-26
Custos Operacionais Líquidos (1)	358,0	387,4	-7,6%	-29
EBITDA	288,9	283,6	1,9%	+5
Provisões	5,8	2,4	147%	+3
Depreciações e amortizações líquidas	123,8	118,7	4,3%	+5
EBIT	159,2	162,5	-2,0%	-3

Margem Bruta	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	646,9	671,0	-3,6%	-24
Mg bruta regulada - período actual	640,8	667,5	-4,0%	-27
Mg bruta não-regulada	6,2	3,5	75%	+3
Rede de Distribuição				
Prov. regulados - período actual (€ M)	589,4	613,0	-3,9%	-24
Electricidade distribuída (GWh)	23.576	23.871	-1,2%	-295
Clientes ligados à rede (mil)	6.153,6	6.131,6	0,4%	+22
Comercialização de Último Recurso				
Prov. regulados - período actual (€ M)	52,4	55,6	-5,7%	-3
Clientes fornecidos (mil)	5.789,4	5.812,2	-0,4%	-23
Electricidade vendida (GWh)	12.869	15.785	-18%	-2.915
Preço de compra mercado (€/MWh)	57,3	43,7	31%	+14
Activos/(Passivos) Regulatórios (€ M)				
Início do período	188,4	(508,9)	-	+697
Desvios tarifários anos anteriores (2)	43,9	254,6	-83%	-211
Gerado no período	357,5	13,2	-	+344
Outros (3)	2,0	(6,1)	-	+8
Fim do período	591,8	(247,3)	-	+839

Investimento & Custos Operac.	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (4)	226,4	233,2	-2,9%	-7
Custos control./cliente (€/cliente)	36,8	38,0	-3,3%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	1.021,9	1.060,1	-3,6%	-38
Empregados (#)	3.623	3.756	-3,5%	-133
Investimento Operacional (€ M)	120,9	91,9	32%	+29
Rede de distribuição (Km)	221,6	220,0	0,7%	+2
Tempo de interrup. equivalente (min.) (5)	38	58	-33%	-19

O EBITDA reportado das actividades de distribuição e comercialização de último recurso em Portugal foi de €289M no período. Excluindo a mais valia da venda de um terreno a uma empresa do grupo no montante de €21M (sem impacto ao nível do consolidado), EBITDA diminuiu 5% para €268M (-€15M). Este decréscimo deve-se a uma redução no consumo e no deflator do PIB implícito nas tarifas de 2011, que foram parcialmente compensadas por uma queda de 3% nos custos operacionais controláveis.

Em Dez-10, a ERSE fixou em 8,56% a taxa de remuneração das nossas actividades reguladas para 2011, traduzindo-se numa margem bruta regulada para 2011 de €1.309M. A ERSE definiu um aumento médio de 3,8% para as tarifas em BTN para 2011. O processo de actualização tarifário para o novo período regulatório 2012-2014 já se iniciou, após a audição pública realizada em 21 de Junho e a publicação dos novos regulamentos do sector eléctrico no início desta semana. As propostas preliminares das tarifas de 2012 e proveitos regulados para o período 2012-2014 deverão ser anunciadas pela ERSE em 15 de Outubro de 2011.

Os proveitos regulados da actividade de distribuição diminuíram €24M para €589M no 1S11, no seguimento de: (1) consumos inferiores - a electricidade distribuída diminuiu 1,2% para 23,6 TWh no 1S11 (vs. uma estimativa anual da ERSE de 49TWh em 2011), reflectindo um menor nível de consumo por parte do segmento doméstico e das PME e (2) um deflator do PIB inferior ao utilizado no cálculo das tarifas de 2011 (abaixo do factor X).

No 1S11, a nossa distribuidora de electricidade, a EDP Distribuição (EDP D), registou um desvio tarifário negativo de €195M: i) €127M decorrentes do desfasamento temporal no *pass-through* dos custos para a REN, sendo esperado que reduzam para zero em Dec-11; ii) €91M relacionados com a reinterpretação do DL 90/2006 relativo a custos do sistema relacionados com cogeração em 2009, 2010 e 2011, que irá criar um novo montante de recebimentos futuros da actividade regulada de €185M em Dez-11 e; iii) -€23M relativos a uma *mix* de consumo e tarifas diferente do assumido pela ERSE.

No 1S11 a electricidade comercializada pela nossa **comercializadora de último recurso**, a EDP Serviço Universal (EDP SU) caiu 18% no período para 12,9 TWh, em resultado da passagem de clientes, nomeadamente industriais, para o mercado liberalizado em virtude de o ano de 2011 ser o último ano no qual a tarifa de último recurso lhes será facultada. Consequentemente, a quota de mercado da EDP em termos de electricidade comercializada caiu de 66% no 1S10 para 55% no 1S11. No que se refere às compras de electricidade: i) os volumes adquiridos a produtores em regime especial (PRE) baixaram 1% no período (14% acima das estimativas da ERSE) e; ii) o custo médio total com a compra de electricidade situou-se 33% acima do previsto devido a um custo médio da PRE superior (€103/MWh vs. pressuposto da ERSE de €98/MWh) bem como um preço médio de compra de electricidade em mercado igualmente superior ao esperado (€57/MWh vs. Estimativa da ERSE de €47/MWh). O maior volume de electricidade adquirida a preços superiores originou um desvio tarifário negativo de €163M suportado pela EDP SU a recuperar nas tarifas pós-2011.

Em síntese, foi gerado ao longo do 1S11 um desvio tarifário negativo de €358M, que em conjunto com a devolução através das tarifas de €44M de desvios tarifários positivos de anos anteriores, resultou num montante de €592M de recebimentos futuros da actividade regulada no final de Jun-11.

Os custos operacionais controláveis caíram 3% no período fruto de custos com pessoal mais reduzidos como reflexo de uma diminuição do número de trabalhadores em 133 e da actualização da tabela salarial.

O investimento operacional no 1S11 aumentou 32% para €121M com enfoque na expansão de rede e na melhoria da qualidade de serviço. O Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) acumulado no 1S11 de 38 minutos reflecte uma melhoria significativa face ao 1S10, em resultado do investimento em melhoria da qualidade de Serviço e beneficiando de condições meteorológicas sem eventos extraordinários.

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

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

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

Distribuição de Electricidade em Espanha



DR Operacional (€ M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	90,5	82,4	9,8%	+8
Fornecimentos e serviços externos	25,2	25,2	-0,2%	-0
Custos com pessoal	9,7	9,8	-1,1%	-0
Custos com benefícios sociais	0,9	1,4	-37%	-1
Outros custos operac. (líquidos)	(46,3)	(12,1)	-283%	-34
Custos Operacionais Líquidos (1)	(10,5)	24,3	-	-35
EBITDA	101,1	58,1	74%	+43
Provisões	-	-	-	-
Deprec. e amortizações líquidas	14,7	22,6	-35%	-8
EBIT	86,4	35,5	143%	+51

Margem Bruta	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	90,5	82,4	9,8%	+8
Margem bruta regulada	83,1	77,2	7,7%	+6
Margem bruta não-regulada	7,4	5,2	42%	+2
Proveitos Regulados (€ M)	83,1	77,2	7,7%	+6
Distribuição	80,2	70,8	13%	+9
Transporte	-	3,5	-	-3
Gestão Comercial de Redes	2,9	2,9	-	-
Distribuição				
Electricidade distribuída (GWh)	4.952	4.804	3,1%	+148
Clientes ligados (mil)	654,0	647,5	1,0%	+7
Activos/(Passivos) Regulatórios (€ M) (2)				
Início do período	759,1	501,4	51%	+258
Défices tarifários anos anteriores (3)	(314,6)	44,8	-	-359
Gerado no período	51,6	73,0	-29%	-21
Outros (4)	36,0	4,9	639%	+31
Fim do período	532,0	624,0	-15%	-92

Investimento & Custos Operac.	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (5)	34,8	35,0	-0,5%	-0
Custos control./cliente (€/cliente)	53,2	54,0	-1,5%	-1
Custos control./km de rede (€/Km)	1.549	1.589	-2,5%	-39
Empregados (#)	382	381	0,3%	+1
Investimento Operacional (€ M)	17,7	18,3	-3,4%	-1
Rede ('000 Km)	22,5	22,0	2,0%	+0
Tempo interrup. equiv. (min.)(7)	20	23	-12%	-3

O EBITDA da actividade distribuição de electricidade em Espanha cresceu 74% para €101M no 1S11 reflectindo sobretudo: i) a inclusão de €27M de um ganho não recorrente relativo à venda dos activos de transporte à REE; ii) proveito operacional de €13M no 1S11 (+€6M face ao 1S10) consequência da aplicação da IFRIC18⁽⁶⁾; e iii) €3,5M de proveitos regulados da actividade de transporte incluídos no 1S10 (activos vendidos no 1T11)

Excluindo estes impactos, o **EBITDA recorrente cresceu 29% no período (+€13M)**, fruto de um aumento nos proveitos regulados da distribuição.

A electricidade distribuída pela HC essencialmente na região das Astúrias, aumentou 3% no período, suportado por um aumento da base de clientes (+1%) e reflectindo um forte crescimento da procura nos segmentos industria. As indústrias de capital intensivo (electricidade consumida pelos segmentos de alta e média tensão) aumentaram 5%.

Os proveitos regulados totalizaram €83M no 1S11, aumentando 8% no período como resultado de proveitos regulados superiores na actividade de distribuição (+€9M) em linha com a ordem ministerial publicada pelo governo Espanhol em Dez-10, o que foi parcialmente compensado pela perda de proveitos regulados relacionados com o transporte (€3,5M) em virtude de esta actividade ter sido vendida à REE no 1T11, por forma a cumprir a Lei 17/2007 de 4 de Julho, que obriga as empresas distribuidoras a alienarem os seus activos de transporte à REE.

No 2T11 o governo Espanhol manteve inalterada a tarifa de último recurso (TUR) face ao 1T11, baseada num custo médio em *baseload* da electricidade de €52/MWh, tendo as tarifas de acesso aumentado 11% face ao trimestre anterior. Para o 3T11, a TUR aumentou 1,5% baseada num custo médio em *baseload* da electricidade de €53/MWh mantendo as tarifas de acesso inalteradas face ao trimestre passado.

No 1S11 foi securitizado um total de €7MM do deficit tarifário Espanhol pelo FADE (o fundo responsável pela securitização) dos quais cerca de €358m correspondem à HC Energia.

No final de Jun-11 o **montante de recebimentos futuros da actividade regulada** totalizava €532M (incluindo juros/actualizações financeiras): i) €52M do défice tarifário do 1S11; ii) €142M relativos ao défice de 2010; iii) €21M relativos ao défice de 2009; e iv) €317M relativos ao défice acumulado dos anos 2006-08.

Os custos operacionais controláveis mantiveram-se inalterados o que permitiu a recuperação dos rácios de eficiência. As deprec. e amortizações líquidas caíram 35% para €15M devido à aplicação da IFRIC 18 (até ao 1S10 os activos eram totalmente amortizados no ano).

O investimento operacional diminuíram 3% para €18M no 1S11, enquanto que o tempo de interrupção equivalente caiu para 20 minutos no 1S11, refletindo não só condições meteorológicas favoráveis como também os investimentos em qualidade de serviço conduzidos nos anos mais recentes.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos com Pessoal + Custos com Benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.) (2) Líquido dos custos com "CO2 clawback". (3) Recuperação/pagamento de défices tarifários de períodos anteriores. (4) Inclui juros/actualizações financeiras sobre os montante de défices tarifários. (5) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal. (6) Com a aplicação da IFRIC 18, os activos recebidos dos clientes com vista a assegurar a ligação dos mesmos à sua rede de distribuição energética, são registados ao seu justo valor por contrapartida de proveitos operacionais, sendo amortizados pela sua vida útil.

(7) Ajustado de impactos não recorrentes (tempestades, incêndios ...etc).

Gás - Actividade Regulada



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha			Total				Actividade Regulada	1S11	1S10	% Δ	Abs. Δ
	1S11	1S10	Δ 11/10	1S11	1S10	Δ 11/10	1S11	1S10	Δ 11/10	Δ Abs.					
Margem Bruta	39,7	30,6	30%	131,5	120,4	9,3%	171,3	150,9	13%	+20	Nº de Clientes Ligados (mil)	1.246,2	1.209,2	3,1%	+37
Fornecim. e serv. externos	6,3	5,4	17%	15,9	16,8	-5,4%	22,2	22,2	-0,0%	-0	Portugal	258,7	235,3	10%	+23
Custos pessoal	2,6	3,0	-15%	11,4	11,5	-0,7%	14,0	14,5	-3,8%	-1	Espanha	987,5	973,8	1,4%	+14
Custos benefícios sociais	0,2	0,1	35%	0,3	0,2	4,7%	0,4	0,4	15%	+0	Gas Distribuído (GWh)	29.556	28.459	3,9%	+1.097
Outros custos operac. (líq.)	0,2	0,7	-	-0,7	2,3	-	(0,3)	2,9	-	-3	Portugal	3.767	3.570	5,5%	+197
Custos Operac. Líquidos (2)	9,3	9,2	0,9%	26,9	30,8	-13%	36,3	40,0	-9,4%	-4	Espanha	25.789	24.889	3,6%	+900
EBITDA	30,4	21,4	43%	104,7	89,5	17%	135,0	110,9	22%	+24	Receitas Reguladas (€ M)	153,1	141,8	7,9%	+11
Provisões	0,0	0,0	114%	(0,3)	(0,1)	132%	(0,3)	(0,1)	133%	-0	Portugal	39,7	30,6	30%	+9
Depr. e Amortizações líquidas	6,1	5,7	7,8%	29,2	30,0	-2,9%	35,3	35,7	-1,2%	-0	Espanha	113,3	111,3	1,9%	+2
EBIT	24,3	15,7	55%	75,8	59,6	27%	99,9	75,2	33%	+25	Distribuição	99,9	99,2	0,7%	+1
Investim. operacional (€ M)	16,0	15,7	2,0%	13,6	22,1	-39%	29,6	37,8	-22%	-8	Transporte	13,5	12,1	11%	+1
Distribuição e Outros	16,0	15,7	2,0%	11,4	13,5	-15%	27,4	29,2	-6,0%	-2	Rede (Km)	13.964	12.719	9,8%	+1.245
Transporte	-	-	-	2,2	8,6	-75%	2,2	8,6	-75%	-6	Portugal - Distribuição	3.944	3.597	9,7%	+347
Empregados (#)	103	100	3,0%	381	378	0,8%	484	478	1,3%	+6	Espanha	9.603	8.736	10%	+867
											Distribuição	417	387	7,9%	+30
											Transporte				

O EBITDA das nossas actividades reguladas de gás aumentou 22% no período (+€24M) para €135M, fruto de: (1) proveitos regulados e fees de ligação à rede em Espanha superiores e (2) recuperação de desvios de anos anteriores e o início da contabilização dos desvios tarifários do período em Portugal.

Em Espanha, a margem bruta da actividade de gás regulado aumentou 9% no período (+€11M) para €132M no 1S11, devido sobretudo ao incremento dos proveitos regulados, aumento dos desvios relativos a anos anteriores (-€4,3M no 1S10 vs. €2,8M no 1S11) e dos fees de ligação à rede.

As receitas reguladas aumentaram 2% (+€2M) como consequência da actualização do índice de preços nos parâmetros das tarifas. O gás distribuído através da rede de distribuição cresceu 4% para 25,8 GWh, suportado por uma fraca base de comparação e por um crescimento de 1% no número de pontos de abastecimento e reflectindo o aumento da rede de distribuição. Em Dez-10 foi definida a remuneração das actividades reguladas de gás para 2011, tendo os proveitos regulados atribuíveis à Naturgas Energia (NGE) totalizado €221M, incluindo o transporte.

Em Portugal, a margem bruta aumentou 30% para €40M impactada por desvios tarifários do período (+€4,3M no 1S11) e desvios de anos anteriores (-€3,7M no 1S10 vs. +4,6M no 1S11). De realçar que foi aprovado recentemente em Portugal um decreto-lei, que permite a contabilização dos desvios tarifários da mesma forma que na electricidade, o que contudo não terá grande impacto dado que os montantes dos desvios são reduzidos no sistema gasista.

O gás distribuído subiu 6% no período, suportado pelo aumento de 10% no número de pontos de abastecimento, justificado pelo estado embrionário da taxa de penetração de gás na região operada pela EDP.

Em Jun-11, o regulador Português (ERSE) estabeleceu as tarifas para o ano gás Jul-11 a Jun-12, tendo definido 9% de retorno para os activos para a distribuição de gás, traduzindo-se em proveitos regulados de €65M. A ERSE propôs um aumento médio de 3,9% na tarifa de último recurso para pequenos clientes (consumo <=10.000 m³/ano) e uma redução de 6,1% nas tarifas de acesso para grandes clientes (consumo >10.000 m³/ano).

O investimento operacional caiu 22% para €30M, resultado de maiores níveis de investimento na rede de transporte em 2010, relacionado com o gasoduto de Bergara-Irun.

EDP - Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)				Consolidado (€ M)				Energias do Brasil	1S11	1S10	Δ %
	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.				
Margem Bruta	1.283,7	1.176,0	9,2%	+108	561,1	493,3	14%	+68	Cotação no fim do período (R\$/acção)	37,60	35,80	5,0%
Fornecimentos e serviços externos	191,1	183,4	4,2%	+8	83,5	77,0	8,5%	+7	Total de acções (milhões)	158,8	158,8	-
Custos com Pessoal	117,1	108,0	8,5%	+9	51,2	45,3	13%	+6	Acções próprias (milhões)	0,3	0,3	-
Custos com benefícios Sociais	25,3	20,6	23%	+5	11,0	8,6	28%	+2	Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	102,9	102,9	-
Outros custos operacionais (líquidos)	52,4	50,7	3,3%	+2	22,9	21,3	7,7%	+2	Euro/Real - Taxa de fim do período	2,26	2,21	-2,3%
Custos Operacionais Líquidos (1)	385,8	362,7	6,4%	+23	168,6	152,1	11%	+17	Euro/Real - Taxa média do período	2,29	2,38	4,2%
EBITDA	897,8	813,3	10%	+85	392,4	341,2	15%	+51	Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	8,6%		-
Provisões	28,6	4,3	564%	+24	12,5	1,8	592%	+11	Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,31	1,32	
Depreciações e amortizações líquidas	168,1	171,3	-1,9%	-3	73,5	71,9	2,3%	+2	Custo Médio da Dívida (%)	9,49	9,00	49 pp
EBIT	701,1	637,7	10%	+63	306,4	267,5	15%	+39	Taxa de Juro (CDI)	11,00	8,90	210 pp
Result. da alienação de act. financ.	-	-	-	-	-	-	-	-	Empregados (#)	2.428	2.357	+71
Resultados financeiros	(135,2)	(63,8)	112%	-71	(59,1)	(26,7)	121%	-32	Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	1S11	1S10	Δ %
Resultados em associadas	(1,4)	(0,9)	-	-0	(0,6)	(0,4)	-	-0	Dívida líquida	2.346	2.145	9,4%
Resultados Antes de Impostos	564,6	573,0	-1,5%	-8	246,8	240,4	2,7%	+6	Recebimentos futuros da actividade regulada	(45)	(30)	-48%
IRC e impostos diferidos	168,6	185,8	-9,3%	-17	73,7	77,9	-5,5%	-4	Interesses não controláveis	1.853	1.832	1,1%
Taxa efectiva imposto (%)	30%	32%	-2,6 pp	-0	30%	32%	-2,6 pp	-0	Valor contabilístico	4.740	4.586	3,4%
Resultado líquido do período	396,0	387,2	2,3%	+9	173,1	162,4	6,6%	+11	Resultados Financeiros (R\$ M)	1S11	1S10	Δ %
Accionistas da Energias do Brasil	326,8	331,8	-1,5%	-5	142,8	139,2	2,6%	+4	Juros financeiros líquidos	(112,4)	(78,4)	-43%
Interesses não controláveis	69,2	55,4	25%	+14	30,2	23,3	30%	+7	Custos capitalizados	41,5	40,7	1,8%
Capex	283,2	290,4	-2,5%	-7	123,8	121,8	1,6%	+2	Diferenças Cambiais	(14,8)	(47,4)	69%
									Outros	(49,4)	21,3	-
									Resultados Financeiros	(135,2)	(63,8)	-112%

No 1S11, o EBITDA da EDP Energias do Brasil (EDPB) aumentou 10% em moeda local, devido ao: (i) impacto positivo das revisões tarifárias na actividade de distribuição, sobretudo na Bandeirante, (ii) crescimento da procura, (iii) actualização dos PPA's à inflação e (iv) vendas trimestrais normalizadas no 1S11 vs. vendas muito baixas no 1S10 na actividade de produção.

No 1S11, a contribuição da EDPB para o EBITDA consolidado foi afectada positivamente pela apreciação de 4% do Real contra o Euro (impacto positivo de €16M no EBITDA).

No 2T11 a EDPB contabilizou uma provisão de R\$77M (R\$25M ao nível do EBIT e R\$52M ao nível dos resultados financeiros) devido a um processo judicial em curso com o cliente White Martins relacionado com alegados reflexos de aumentos tarifários durante o período do Plano Cruzado, nos anos 80.

Os custos financeiros líquidos aumentaram R\$71M para R\$135M justificados por (i) impacto de R\$52M da provisão relacionada com White Martins, (ii) aumento da dívida líquida e aumento do custo médio da dívida (de 9,0% no 1S10 para 9,5% no 1S11) devido à subida de 210pb na taxa dos Certificados de Depósito Interbancário para 11,0%, compensado por (iii) proveitos financeiros mais elevados como consequência de maiores aplicações financeiras a taxas também mais altas.

De realçar, que no 1S10 houve uma receita extraordinária relacionada com o programa de parcelamento de dívidas tributárias que perdoou o pagamento de custos financeiros de dívidas fiscais em atraso (R\$27M).

A dívida líquida aumentou 9% principalmente devido ao investimento de expansão na construção da central de carvão de Pecém. Os empréstimos associados a este investimento têm maturidades entre os 13 e os 17 anos. O prazo médio da dívida era de 5,3 anos em Jun-11. Em Jun-11, aprox. 100% da dívida estava denominado em moeda local ou protegida de variação cambial através de derivados. O peso da taxa de juro fixa da EDPB era de 18% em Jun-11.

Em suma, o resultado líquido da EDPB no 1S11 diminuiu 1,5% dado que os bons resultados operacionais foram mais do compensados pelo impacto negativos dos resultados financeiros, devido sobretudo à provisão referente à White Martins.

Em Mai-11, a EDP Brasil pagou um dividendo de R\$ 352,6M, correspondente a R\$2,22 por acção, valor superior em 19% ao distribuído em 2009.

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%, realizando um encaixe financeiro total bruto de aprox. R\$811M.

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

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	820,0	774,1	5,9%	+46
Forn. e serviços externos	148,0	139,2	6,3%	+9
Custos com Pessoal	83,5	77,5	7,8%	+6
Custos com benefícios Sociais	22,5	18,2	24%	+4
Outros custos operac. (Liq.)	45,8	46,1	-0,5%	-0
Custos Operacionais Líquidos (1)	299,9	281,0	6,7%	+19
EBITDA	520,1	493,1	5,5%	+27
Provisões	29,1	3,8	668%	+25
Deprec. e Amortizações líquidas	83,2	90,5	-8,0%	-7
EBIT	407,7	398,8	2,2%	+9

Margem Bruta	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Margem Regulatória	784	713	9,9%	+70
Desvio Tarifário do Período (3)	44	6	598%	+38
Desvios Períodos Anteriores (2)	(10)	61	-	-71
Outros	2	(6)	-	+8
Margem Bruta	820	774	5,9%	+46
Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)	(45)	(30)	-48%	-14
Cientes Ligados (Milhares)	2.785,2	2.680,2	3,9%	+105
Bandeirante	1.521,2	1.470,0	3,5%	+51
Escelsa	1.264,0	1.210,3	4,4%	+54
Electricidade Distribuída (GWh)	12.296	11.893	3,4%	+403
Bandeirante	7.327	7.145	2,5%	+182
Escelsa	4.969	4.747	4,7%	+221
Dos quais:				
Cientes Mercado Livre (GWh)	4.700	4.479	4,9%	+221
Electricidade Vendida (GWh)	7.595	7.413	2,5%	+182
Bandeirante	4.642	4.475	3,7%	+167
Resid., Comerc. e Outros	3.056	2.903	5,3%	+153
Industrial	1.586	1.573	0,9%	+13
Escelsa	2.953	2.938	0,5%	+15
Resid., Comerc. e Outros	2.421	2.409	0,5%	+12
Industrial	532	529	0,6%	+3

Investimento e Custos Operac.	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	231,5	216,7	6,9%	+15
Custos control./cliente (R\$/cliente)	83,1	80,9	2,8%	+2
Custos control./km rede (R\$/km)	2,7	2,6	4,9%	+0
Empregados (#)	2.005	2.002	0,1%	+3
Invest. Operacional (R\$M)	145,6	138,7	5,0%	+7
Rede de Distribuição (Km)	85,3	83,7	1,9%	+2

Na actividade de distribuição no Brasil, o EBITDA no 1S11 aumentou 5,5% relativamente ao 1S10. Excluindo o impacto dos desvios tarifários, o EBITDA cresceu 12% no período, principalmente devido ao aumento dos volumes de energia vendida e distribuída no 1S11: volume de energia vendida a clientes finais cresceu 2,5% no 1S11. No segmento residencial e comercial, o volume vendido cresceu 3% no 1T11 reflectindo essencialmente o aumento de 4% no número de clientes. No segmento industrial, o volume de energia vendida aumentou 1% no 1S11, reflectindo um abrandamento na actividade económica, particularmente na área de concessão da Bandeirante no 2T11. Relativamente à electricidade distribuída (mas não vendida) para clientes do mercado livre (essencialmente grandes consumidores industriais fornecidos directamente no mercado livre, a quem a EDP cobra tarifas de acesso de terceiros), o volume de electricidade distribuída aumentou 5% no 1S11.

Impacto positivo dos reajustes tarifários anuais (Escelsa entre Ago-10 e Ago-11 e Bandeirante entre Out-10 e Out-11), que reflectem essencialmente actualizações anuais na base de custos (CPI-X) e repasse de custos não controláveis. Em Ago-10, a Escelsa iniciou um novo período regulatório de 3 anos (entre Ago-10 a Jul-13) com um retorno sobre o RAB fixado em 9,95% depois de impostos. Em Out-10, foi aprovado o reajuste tarifário da Bandeirante para o período entre Out-10 e Out-11 (+7,91%). Entretanto, a discussão sobre a nova metodologia para o terceiro ciclo de revisão tarifária, que começou em Set-10, resultou na publicação pela ANEEL de um draft com as alterações regulatórias onde se estabelece um novo retorno sobre o RAB em 7,57% após impostos. Dado o significativo volume de comentários recebidos, o regulador decidiu adiar a decisão final e fixou uma nova audição pública sobre as directizes a serem adoptadas pelas empresas distribuidoras, sugerindo a manutenção dos actuais níveis das tarifas até que a nova metodologia seja decidida. A nova metodologia será apenas aplicada no próximo período regulatório (a partir de Out-11 e Aug-13 para a Bandeirante e Escelsa, respectivamente).

Impacto de desvios tarifários ao nível da margem bruta inferiores no 1S11 relativamente ao 1S10. A margem bruta da distribuição inclui o impacto de desvios tarifários face às receitas reguladas anuais. Os desvios tarifários passados que estão a ser recuperados pela EDP Brasil através das tarifas, ascenderam no 1S11 a R\$10M face a R\$61M recuperados no 1S10. Por outro lado, um desvio tarifário do período de R\$44M foi criado no 1S11 (contra um desvio tarifário de R\$6M no 1S10). Este desvio tarifário foi criado devido: (i) a um baixo custo de aquisição de energia devido ao aumento da produção de centrais hídricas e abaixo dos custos definidos pelo regulador na tarifa e (ii) apreciação do real face ao dólar no 1S11, o que permitiu uma redução nos custos de aquisição de energia a Itaipu (custos em dólares). Consequentemente, os recebimentos futuros da actividade regulada aumentaram de R\$30M a devolver em Jun-10 para R\$45M em Jun-11 a devolver ao sistema pela EDP Brasil na próxima revisão anual tarifária. **Os custos operacionais controláveis aumentaram 7% no período abaixo da inflação medida através do IGP-M de 9%.** Este crescimento é suportado por: (i) fornecimentos e serviços externos mais altos devido ao aumento dos custos de outsourcing de O&M na rede, (ii) os custos com pessoal aumentaram 8% no período, sobretudo em resultado da actualização salarial anual (+6,5%).

O investimento operacional aumentou 5% no período para R\$146M, principalmente na Bandeirante e destinado a projectos de expansão de rede.

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

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

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

(4) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	431,0	378,1	14%	+53
Fornecimentos e serviços externos	27,1	27,0	0,4%	+0
Custos com pessoal	19,9	17,7	13%	+2
Custos com benefícios Sociais	1,7	1,4	20%	+0
Outros custos operacionais (líquidos)	(0,3)	6,5	-	-7
Custos Operacionais Líquidos (1)	48,4	52,6	-8,0%	-4
EBITDA	382,6	325,5	18%	+57
Provisões	0,8	(0,5)	-	+1
Denrec. e amortizações líquidas	85,3	73,6	16%	+12
EBIT	296,5	252,4	17%	+44
Produção	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	431,0	378,1	14%	+53
Lajeado	169,4	154,3	9,8%	+15
Peixe Angical	154,6	131,0	18%	+24
Energest (15 centrais hídricas)	107,1	92,8	15%	+14
Capacidade Instalada - Hídrica (MW)	1.790	1.735	3,2%	+55
Lajeado	903	903	-	-
Peixe Angical	499	452	10%	+47
Energest (15 centrais hídricas)	389	380	2,2%	+9
Energia Vendida (GWh)	4.014	3.665	9,5%	+349
Lajeado	1.735	1.499	16%	+237
Peixe Angical	1.173	1.111	5,6%	+62
Energest (15 centrais hídricas)	1.106	1.056	4,7%	+50
Preço Médio de Venda (R\$/MWh)	128,0	119,6	7,0%	+8
Lajeado	112,9	103,3	9,2%	+10
Peixe Angical	160,4	150,3	6,7%	+10
Energest (15 centrais hídricas)	117,2	110,3	6,2%	+7
Investimento Operac. (R\$ Milhões)	136,7	151,6	-10%	-15
Manutenção	7,1	14,3	-51%	-7
Expansão	129,6	137,3	-5,6%	-8
Pécem	118,9	123,7	-3,9%	-5
Outros	10,7	13,6	-21%	-3
Empregados (#)	267	260	2,7%	+7
Comercialização	1S11	1S10	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	28,9	20,8	39%	+8
Custos operacionais (R\$ M)	2,7	(2,1)	-	+5
EBITDA (R\$ M)	26,1	22,9	14%	+3
Vendas electricidade (GWh)	4.980	3.886	28%	+1.094
Número de clientes (#)	100	68	47%	+32

O EBITDA da actividade de produção aumentou 18% no período, suportado essencialmente pela actualização dos CAE à inflação e pela alocação dos volumes contratados associados aos nossos CAE, o que implicou maiores vendas de electricidade no 1S11.

A capacidade instalada aumentou 55MW como consequência da conclusão de uma parte da repotenciação de Mascarenhas (9MW) e do reconhecimento de capacidade adicional em Peixe Angical pela ANEEL (47MW)

O volume de electricidade vendida cresceu 10% no período. Em 2011, a alocação dos volumes contratados associados aos nossos contratos CAE foi definida pelos clientes no final de Dezembro e foi realizado dentro do limite estabelecido no contrato. Uma vez que no 4T10 houve um período de forte seca o que implicou uma diminuição da disponibilidade das centrais hídricas para níveis muito baixos e, consequentemente, um aumento do preço de mercado. Alertados para o risco de um cenário idêntico continuar nos primeiros meses de 2011, os clientes para se protegerem alocaram mais energia no 1S11. No entanto, no 1S11 a disponibilidade das centrais hídricas estava novamente a níveis idênticos ao 1S10 e, consequentemente, o preço de mercado médio no período manteve-se a níveis semelhantes aos preços praticados no 1S10 (R\$29,5/MWh no 1S10 vs. R\$27,0/MWh no 1S11).

O preço médio de venda aumentou 7% no período suportado por uma actualização dos contratos à inflação o que implicou um aumento da margem bruta em R\$53M. A quase totalidade da capacidade instalada da EDP – Energias do Brasil (EDPB) é contratada sob CAE com uma maturidade média de 15 anos.

Os custos operacionais líquidos desceram 8%, explicados sobretudo por ganhos em activos fixos no 1S11 (+R\$2M) vs. perdas no 1S10 (-R\$2M).

As **depreciações e amortizações líquidas** aumentaram R\$12M para R\$85M devido sobretudo ao “write-off” de custos de desenvolvimento de projectos de pipeline da produção (biomassa). Este custo já estava registado ao nível da EDPB.

O investimento operacional diminuiu 10% no 1S11 para R\$137M. O investimento operacional de expansão representa 95%, dos quais 92% referem-se à construção da central a carvão de Pécem. O início da operação é esperado para o final de 2011, tendo a EDPB já investido R\$1.298M até Jun-11. O investimento operacional de expansão em "Outros" no 1S11 está relacionado com a repotenciação de Mascarenhas (18MW), tendo sido parcialmente concluído no 2T11 (9MW), sendo que se estima que o restante esteja concluído em 2012.

Na **central de carvão Pécem**, 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 Janeiro de 2012 por um prazo de 15 anos e um EBITDA estimado de R\$200M no primeiro ano de funcionamento com “repasse” dos custos de combustível. Este projecto será financiado em 75% com dívida de longo prazo, que já se encontra contratada. Em Jun-11, a EDPB anunciou a aquisição da ECE Participações que detém actualmente o controlo total dos direitos de exploração do **aproveitamento hidroeléctrico de Santo António do Jari**, um projecto de 300MW de capacidade instalada (com a possibilidade de 73MW adicionais), encontrando-se 190MW médios contratados através de um CAE a 30 anos a um preço de R\$140/MWh, com um desembolso total entre R\$ 1.270M e R\$ 1.410M (25% em 2011, 31% em 2012, 31% em 2013 e 13% em 2014).

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 1S11, o EBITDA cresceu 14% para R\$26M** relativamente ao período homólogo, devido ao: (i) aumento do volume comercializado em 28% e (ii) aumento do preço médio por MWh em 13%.

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



Demonstrações de Resultados

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1S11 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	502,1	418,9	908,7	485,6	561,1	(88,2)	2.787,7
Fornecimentos e serviços externos	45,2	121,5	210,8	107,4	83,5	(146,9)	421,0
Custos com pessoal	35,2	45,5	86,6	24,2	51,2	49,9	292,6
Custos com benefícios sociais	17,8	3,8	39,5	1,2	11,0	0,0	73,4
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	1,0	38,2	46,8	(56,4)	22,9	47,8	100,4
Custos Operacionais	99,2	209,1	383,7	76,4	168,6	(49,2)	887,4
EBITDA	402,9	209,9	525,0	409,2	392,4	(39,0)	1.900,4
Provisões	1,7	9,2	5,6	(0,3)	12,5	(8,3)	20,4
Depreciações e amortizações líquidas (1)	93,1	119,6	173,9	211,3	73,5	33,0	704,2
EBIT	308,1	81,1	345,5	198,3	306,4	(63,7)	1.175,7

1S10 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	522,9	477,4	904,4	411,0	493,3	(79,4)	2.729,0
Fornecimentos e serviços externos	49,5	119,5	208,4	91,1	77,0	(140,4)	404,6
Custos com pessoal	37,6	42,6	96,6	22,6	45,3	51,8	296,4
Custos com benefícios sociais	10,4	3,6	38,2	1,2	8,6	(1,1)	60,8
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	3,2	20,2	108,6	(46,9)	21,3	30,1	136,3
Custos Operacionais	100,6	185,8	451,8	68,1	152,1	(59,6)	898,2
EBITDA	422,2	291,5	452,6	342,9	341,2	(19,8)	1.830,8
Provisões	(3,0)	28,5	2,3	(0,0)	1,8	9,8	39,3
Depreciações e amortizações líquidas (1)	116,1	105,8	177,1	196,9	71,9	37,4	705,2
EBIT	309,1	157,2	273,2	146,1	267,5	(67,0)	1.086,3

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

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T10	2T10	3T10	4T10	1T11	2T11	3T11	4T11
Receitas de electricidade	3.118,7	2.927,8	3.100,3	3.389,8	3.558,4	3.083,6	-	-
Receitas de gás	336,8	284,3	330,5	396,6	418,9	391,5	-	-
Outras Receitas	38,8	56,3	45,2	145,7	37,7	52,9	-	-
Proveitos Operacionais	3.494,3	3.268,4	3.476,0	3.932,1	4.015,0	3.528,0	-	-
Electricidade	1.688,5	1.558,2	1.700,7	1.860,8	2.032,0	1.633,9	-	-
Gás	221,4	193,9	211,8	318,2	334,9	299,4	-	-
Combustíveis	172,4	176,4	270,2	318,2	191,3	211,6	-	-
Materiais diversos e mercadorias	9,7	13,2	27,7	25,1	25,4	26,7	-	-
Custos Directos da Actividade	2.092,0	1.941,7	2.210,5	2.522,3	2.583,6	2.171,6	-	-
Rédito associado a activos afectos a concessões	84,4	85,4	56,5	165,8	86,3	109,2	-	-
Encargos com activos afectos a concessões	(84,4)	(85,4)	(56,5)	(165,8)	(86,3)	(109,2)	-	-
Margem Bruta	1.402,3	1.326,7	1.265,5	1.409,8	1.431,4	1.356,4	-	-
Fornecimentos e serviços externos	194,2	210,4	217,1	240,6	208,3	212,8	-	-
Custos com pessoal	150,5	145,9	139,5	139,5	147,2	145,4	-	-
Custos com benefícios sociais	32,8	28,1	28,5	64,0	31,7	41,6	-	-
Outros custos operacionais (líquidos)	85,2	51,1	60,5	3,7	36,0	64,4	-	-
Custos Operacionais	462,7	435,4	445,6	447,8	423,2	464,2	-	-
EBITDA	939,6	891,2	820,0	962,0	1.008,2	892,2	-	-
Provisões	10,1	29,2	29,0	35,3	2,4	18,0	-	-
Depreciações e amortizações líquidas (1)	340,9	364,3	374,6	367,0	358,0	346,2	-	-
EBIT	588,6	497,7	416,4	559,8	647,7	528,0	-	-
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	5,8	(1,0)	(2,2)	58,2	0,2	10,1	-	-
Resultados financeiros	(118,1)	(114,8)	(115,0)	(137,1)	(133,5)	(132,6)	-	-
Resultados em associadas	6,9	6,2	5,2	5,1	5,8	6,0	-	-
Resultados Antes de Impostos	483,2	388,1	304,4	486,1	520,3	411,5	-	-
IRC e Impostos diferidos	129,0	102,9	73,6	121,7	123,4	97,1	-	-
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do período	354,2	285,2	230,8	364,4	396,9	314,4	-	-
Accionistas da EDP	309,2	255,6	209,5	304,7	342,4	266,3	-	-
Interesses não controláveis	45,0	29,6	21,3	59,8	54,5	48,1	-	-

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

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1S11 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Margem Bruta	742,3	131,0	485,6	737,5	218,5	561,1	(88,2)	2.787,7
Fornecimentos e serviços externos	73,6	82,3	107,4	188,6	32,6	83,5	(146,9)	421,0
Custos com pessoal	54,2	24,9	24,2	72,6	15,6	51,2	49,9	292,6
Custos com benefícios sociais	18,7	2,9	1,2	39,1	0,4	11,0	0,0	73,4
Outros Custos Operacionais (Líquido)	20,4	12,2	(56,4)	47,2	6,3	22,9	47,8	100,4
Custos Operacionais	166,8	122,4	76,4	347,5	54,9	168,6	(49,2)	887,4
EBITDA	575,5	8,6	409,2	390,0	163,6	392,4	(39,0)	1.900,4
Provisões	(3,6)	4,6	(0,3)	5,8	9,6	12,5	(8,3)	20,4
Depreciações e amortizações líquidas (1)	202,6	9,6	211,3	138,6	35,8	73,5	33,0	704,2
EBIT	376,5	(5,6)	198,3	245,6	118,2	306,4	(63,7)	1.175,7

1S10 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Margem Bruta	826,4	122,9	411,0	753,5	201,4	493,3	(79,4)	2.729,0
Fornecimentos e serviços externos	75,4	82,1	91,1	186,2	33,3	77,0	(140,4)	404,6
Custos com pessoal	55,0	23,2	22,6	82,0	16,5	45,3	51,8	296,4
Custos com benefícios sociais	11,3	2,7	1,2	37,9	0,4	8,6	(1,1)	60,8
Outros Custos Operacionais (Líquido)	15,1	2,1	(46,9)	105,7	8,9	21,3	30,1	136,3
Custos Operacionais	156,8	110,0	68,1	411,8	59,1	152,1	(59,6)	898,2
EBITDA	669,6	12,9	342,9	341,7	142,3	341,2	(19,8)	1.830,8
Provisões	9,8	15,7	(0,0)	2,4	(0,1)	1,8	9,8	39,3
Depreciações e amortizações líquidas (1)	211,3	10,4	196,9	141,3	36,0	71,9	37,4	705,2
EBIT	448,5	(13,2)	146,1	198,0	106,4	267,5	(67,0)	1.086,3

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

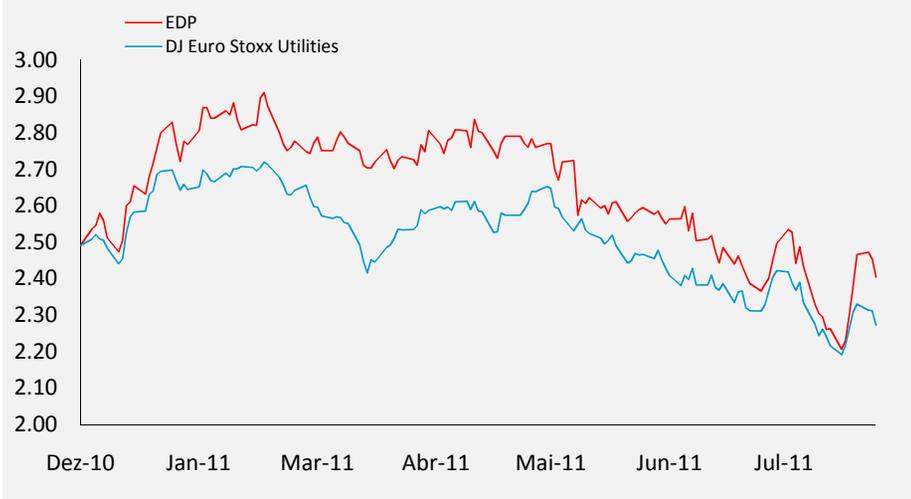


Anexos

Desempenho da EDP na Bolsa



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon - YTD



Principais Eventos EDP

- Jan-13:** EDP recebe primeira parcela do fundo de amortização do défice de eletricidade em Espanha
- Jan-25:** EDP emite obrigações no montante de 750 milhões de euros a 5 anos
- Jan-31:** EDP emite obrigações no montante de 230 milhões de francos suíços a 3 anos
- Mar-17:** Moody's baixa rating da EDP para 'Baa1' atribuindo outlook estável
- Mar-28:** Standard & Poor's baixa rating da EDP para 'BBB' com vigilância negativa
- Mar-30:** EDP Renováveis reforça posição em Espanha e aumenta para 100% a sua participação na Genesa
- Abr-1:** Standard & Poor's mantém rating da EDP em 'BBB' com outlook negativo
- Abr-4:** Fitch baixa rating da EDP para 'BBB+' mantendo-o sob vigilância negativa
- Abr-14:** Assembleia Geral Anual
- Abr-26:** Indicação do representante da José de Mello Energia no Conselho Geral e de Supervisão
- Abr-28:** Indicação do representante da Parpública no Conselho Geral e de Supervisão
- Mai-06:** Alliancebernstein L.P.: Redução de participação qualificada
- Mai-11:** JP Morgan: Comunicação de participação qualificada
- Mai-13:** EDP inicia processo para eventual venda em mercado de até 14% do capital da EDP - Energias do Brasil S.A.
- Mai-13:** Pagamento de dividendo bruto de €0,17 por ação relativo ao exercício de 2010
- Mai-16:** JP Morgan: Alteração de participação qualificada
- Mai-19:** EDP solicita à ANBIMA análise prévia do processo de registo de oferta pública de distribuição secundária de ações da EDP – Energias do Brasil, S.A.
- Mai-30:** JP Morgan - Redução de participação qualificada
- Mai-30:** BES - Comunicação de participação qualificado
- Jun-16:** EDP – Energias do Brasil adquire os direitos de exploração da CHE Santo António do Jari com 300 MW de capacidade instalada
- Jul-08:** EDP fixa preço da oferta de distribuição pública secundária de ações ordinárias da EDP Brasil em 37,0 reais por ação
- Jul-08:** Moody's baixa rating da EDP para 'Baa3' com outlook negativo
- Jul-13:** Exercício integral do greenshoe da oferta de distribuição pública secundária de ações ordinárias da EDP Brasil

EDP em Bolsa	YTD	52W 27-07-2011	2010
Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)			
Fecho	2,404	2,404	2,491
Max	2,920	2,920	3,185
Min	2,170	2,170	2,376
Média	2,643	2,600	2,652
Liquidez da EDP na Euronext Lisbon			
Volume de Negócios (€ M)	2.548	4.697	6.305
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	17	18	24
Volume Transaccionado (milhões de ações)	964	1.807	2.378
Volume Médio Diário (milhões de ações)	6,5	6,9	9,1

EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade



Capacidade Instalada - MW (1)	1S11	1S10	Δ MW	Δ %	Produção de Electricidade (GWh)	1S11	1S10	Δ GWh	Δ %
CAE/CMEC	6.221	6.931	-710	-10,2%	CAE/CMEC	8.656	10.628	-1.972	-19%
Hídrico	4.094	4.094	-	-	Hídrico	6.391	9.123	-2.732	-30%
Fio de água	1.860	1.860	-	-	Fio de água	4.566	5.921	-1.355	-
Albufeira	2.234	2.234	-	-	Albufeira	1.825	3.202	-1.377	-
Carvão	1.180	1.180	-	-	Carvão	2.268	1.506	762	51%
Sines	1.180	1.180	-	-	Sines	2.268	1.506	762	-
Fuel	946	1.657	-710	-	Fuel	-3	-2	-1	-89%
Setúbal	946	946	-	-	Setúbal	-3	-4	1	-
Carregado	-	710	-710	-	Carregado	-	3	-3	-
Regime Especial (Ex-Eólico)	470	469	1	0,1%	Regime Especial (Ex-Eólico)	1.275	1.354	-78	-6%
Mini-Hídricas	160	160	-	-	Mini-Hídricas	318	427	-110	-
Cogeração+Resíduos	275	275	1	-	Cogeração+Resíduos	861	831	31	-
Biomassa	35	35	-	-	Biomassa	96	96	1	-
Produção Liberalizada de Electricidade	7.137	5.999	1.138	19%	Produção Liberalizada de Electricidade	8.032	7.939	93	1%
Hídrico	910	910	-	-	Hídrico	1.150	1.485	-336	-23%
Portugal	484	484	-	-	Portugal	722	816	-93	-
Espanha	426	426	-	-	Espanha	428	670	-242	-
Carvão	1.460	1.460	-	-	Carvão	2.084	1.583	502	32%
Aboño I	342	342	-	-	Aboño I	316	567	-251	-
Aboño II	536	536	-	-	Aboño II	1.451	765	686	-
Soto Ribera II	236	236	-	-	Soto Ribera II	-3	177	-180	-
Soto Ribera III	346	346	-	-	Soto Ribera III	321	74	246	-
CCGT	3.736	3.308	428	13%	CCGT	4.264	4.354	-90	-2%
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-	-	Ribatejo (3 grupos)	784	1.183	-399	-
Lares (2 grupos)	863	863	-	-	Lares (2 grupos)	1.866	1.237	629	-
Castejón (2 grupo)	843	843	-	-	Castejón (2 grupo)	600	1.300	-700	-
Soto IV (1 grupo)	426	426	-	-	Soto IV (1 grupo)	810	635	175	-
Soto V (1 grupo)	428	-	428	-	Soto V (1 grupo)	205	-	-	-
Nuclear	156	156	-	0%	Nuclear	534	516	18	3%
Trillo	156	156	-	-	Trillo	534	516	18	-
Fuel	875	165	710	430%	Fuel	0	0	-0	-
Tunes + Carregado	875	165	710	-	Tunes + Carregado	0	0	-0	-
Eólico (Maior detalhe na página 16)	6.887	5.665	1.223	22%	Eólico	8.790	6.940	1.850	27%
Europa	3.526	2.936	590	-	Europa	3.657	3.244	413	-
EUA	3.278	2.715	563	-	EUA	5.105	3.682	1.423	-
Brasil	84	14	70	-	Brasil	29	14	15	-
Brasil (Ex-Eólico)	1.790	1.735	55	3,2%	Brasil (Ex-Eólico)	4.283	3.836	447	11,7%
Hídrico	1.790	1.735	55	3,2%	Hídrico	4.283	3.836	447	11,7%
Lajeado	903	903	-	-	Lajeado	2.079	1.785	294	-
Peixe Angical	499	452	47	-	Peixe Angical	1.317	1.186	131	-
Energest	389	380	9	-	Energest	887	865	22	-
TOTAL	22.506	20.799	1.707	8%	TOTAL	31.037	30.697	341	1%

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

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	1S11	1S10	Δ GWh	Δ %
Portugal	23.576	23.871	-295	-1,2%
Muito Alta Tensão	895	712	183	26%
Alta / Média Tensão	10.377	10.259	118	1,2%
Baixa Tensão	12.304	12.900	-596	-4,6%
Espanha	4.952	4.804	148	3,1%
Alta / Média Tensão	3.621	3.448	173	5,0%
Baixa Tensão	1.330	1.356	-26	-1,9%
Brasil	12.296	11.893	403	3,4%
Clientes Livres	4.700	4.479	221	4,9%
Industrial	2.118	2.102	17	0,8%
Residencial, Comercial & Outros	5.477	5.312	165	3,1%
TOTAL	40.823	40.568	256	0,6%

Cientes Ligados (mil)	1S11	1S10	Abs. Δ	Δ %
Portugal	6.154	6.132	21,9	0,4%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,2	0,7%
Baixa Tensão Especial	34	34	0,3	0,8%
Baixa Tensão	6.096	6.074	21,5	0,4%
Espanha	654	647	6,6	1,0%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	2,7%
Baixa Tensão	653	646	6,5	1,0%
Brasil	2.785	2.680	105,0	3,9%
Bandeirante	1.521	1.470	51,2	3,5%
Escelsa	1.264	1.210	53,8	4,4%
TOTAL	9.593	9.459	133,5	1,4%

Redes	1S11	1S10	Abs. Δ	Δ %
Extensão das redes (Km)	329.358	325.745	3.613	1,1%
Portugal	221.551	219.979	1.572	0,7%
Espanha	22.479	22.029	450	2,0%
Brasil	85.328	83.737	1.590	1,9%
Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (2)	-7,8%	-7,6%	-0,2 pp	
Espanha	-3,1%	-4,0%	0,9 pp	
Brasil				
Bandeirante	-10,7%	-11,6%	0,9 pp	
Técnicas	-5,5%	-5,6%	0,1 pp	
Comerciais	-5,2%	-6,0%	0,8 pp	
Escelsa	-13,6%	-14,3%	0,8 pp	
Técnicas	-8,1%	-8,2%	0,1 pp	
Comerciais	-5,4%	-6,1%	0,7 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	1S11	1S10	Δ GWh	Δ %
Portugal	3.767	3.570	197	5,5%
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	1.096	1.673	-577	-34%
Média Pressão (P > 4 Bar)	2.656	1.878	778	41%
GPL	15	19	-4	-20%
Espanha	25.789	24.889	900	4%
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	13.468	13.664	-196	-1,4%
Média Pressão (P > 4 Bar)	12.321	11.225	1.096	10%
TOTAL	29.556	28.459	1.097	4%

Pontos de Abastecimento (mil)	1S11	1S10	Abs. Δ	Δ %
Portugal	258,7	235,3	23,4	10%
Finais	258,0	234,8	23,1	10%
Acesso	0,7	0,5	0,2	48%
Espanha	987,5	973,8	13,7	1%
Finais	-	-	-	-
Acesso (1)	987,5	973,8	13,7	1%
TOTAL	1.246,2	1.209,2	37,0	3%

Redes	1S11	1S10	Abs. Δ	Δ %
Extensão das redes (Km)	13.964	12.719	1.245	10%
Portugal	3.944	3.597	347	9,7%
Espanha	10.020	9.123	898	10%
Distribuição (1)	9.603	8.736	867	10%
Transporte	417	387	30	7,9%

(1) Inclui a contribuição dos activos regulados adquiridos à Gas Natural

(2) Exclui MAT

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 2T11

Mar: EDP e autarquias criam a agência de desenvolvimento do Foz Tua com o intuito de promover o desenvolvimento económico, social e cultural da região do vale do Tua.

Abr: EDP considerada pela Hay Group uma das melhores “escolas de liderança” ocupando o segundo lugar no ranking do estudo “Best Companies for Leadership em Portugal”

Mai: O Instituto EDP em parceria com a ONG IDEEAS e com o financiamento do BID vai desenvolver em 2011 o *Portable Light Kit* no Estado do Pará, Brasil.

Mai: No passado dia 8-Mai a Tergen-Lares atingiu 1.000 dias sem acidentes.

Jun: A Fundação EDP, no âmbito do Programa EDP Solidária 2011, vai apoiar 27 projectos para os quais será disponibilizada uma verba conjunta de €425m.

Jun: O InovGrid foi selecionado pela Comissão Europeia e pela Eurelectric como um *single case study* de entre mais de 260 projetos a nível europeu de redes inteligentes de energia.

EDP: Índice Interno de Sustentabilidade (base 2006)

	1S11	1S10	Δ %
Índice de Sustentab.	127	127	-0,1%
Comp. Ambiental Peso %	146 36%	142 36%	2,8%
Comp. Económica Peso %	113 33%	115 33%	-2,2%
Comp. Social Peso %	120 31%	122 31%	-1,9%

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

	1S11	1S10	Δ %
Valor Económico (€M)(1) (g)			
Directo Gerado	8.145	7.348	11%
Distribuído	7.246	6.472	12%
Acumulado	899	875	3%

Métricas Sociais

	1S11	1S10	Δ %
Empregados (c)	12.017	12.023	0,0%
Formação (horas formanc)	225.958	193.742	17%
Acidentes em Serviço	21	24	-13%
Ind. Gravidade EDP (Tg)	168	120	41%
Ind. Frequência EDP (Tf)	1,87	2,18	-14%
Ind. Freq. EDP+PSE(f) (Tf)	3,11	5,12	-39,2%

Métricas Ambientais

	1S11	1S10	Δ %
Emissões Atmosféricas (kt) (a)			
CO2	7.325,8	5.727,8	28%
NOx	5,9	4,5	30%
SO2	2,7	4,3	-36%
Partículas	0,298	0,221	35%
Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)			
CO2	231,98	183,65	26%
NOx	0,19	0,15	28%
SO2	0,09	0,14	-37%
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1)	7.343	-	-
Emissões indirectas (Âmbito 2)	477	-	-
Consumo de Energia Primária (TJ) (b)	84.189	66.305	27%
Capacidade Líquida Max. Certificada (%)	70%	66%	4 pp
Utilização de Água (103 m3)	587.622	426.382	38%
Total Resíduos (t) (e)	191.490	255.275	-25%
Despesas Ambientais (€ mil)	35.441	35.613	0%
Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)	1,7	4,5	-62%

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (ktCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (d) (GWh)	
	1S11	1S10	1S11	1S10	1S11	1S10
PPA/CMEC	2.129	1.510			2.265	1.506
Carvão	2.121	1.492	0,94	0,99	2.268	1.506
Fuel Oil & Gás Natural	8	18	(2,75)	-	(3)	-
Produção Liberalizada	4.584	3.981			6.348	5.937
Carvão	2.925	2.286	1,40	1,44	2.084	1.583
CCGT	1.658	1.695	0,39	0,39	4.264	4.354
Regime Especial	613	237	0,30	0,12	2.035	1.935
Produção Térmica	7.326	5.728	0,69	0,61	10.648	9.378
Produção Livre de Emissões de CO2					20.932	21.811
Total Emissões de CO2			0,23	0,18	31.580	31.189

(a) Excluindo frota automóvel.

(b) Incluindo frota automóvel.

(c) Excluindo Órgãos Sociais.

(d) Inclui vapor (1.077 GWh: 1S11 vs. 1.009 GWh: 1S10).

(e) Resíduos encaminhados para destino final. Em 2010, o valor reportado está de acordo com o registo de resíduos em vigor naquela data

(f) PSE: Prestadores de Serviços Externos.

(g) Os valores foram revistos de acordo com o estipulado no Global Reporting Initiative

(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.