



Resultados 9M11

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, 27 de Outubro de 2011

Índice



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 -
--	--------

As demonstrações financeiras do Grupo EDP para os 9M11 reflectem uma alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: os respectivos montantes, que até agora eram contabilizados como custos operacionais são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros.

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

Destaques



Demonstração Resultados (€ M)	9M11	9M10*	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	4.083	3.994	2,2%	+59
Fornecimentos e serviços externos	650	622	4,6%	+29
Custos com pessoal	432	436	-0,9%	-4
Custos com benefícios sociais	40	89	-56%	-50
Outros custos operacionais (líquidos)	186	197	-6%	-11
Custos Operacionais Líquidos (1)	1.307	1.344	-2,7%	-36
EBITDA	2.775	2.651	4,7%	+124
Provisões	2	68	-97%	-67
Depreciações e amortiz. líquidas (2)	1.053	1.080	-2,5%	-27
EBIT	1.720	1.503	14,5%	+218
Result. da alienação de act. financ.	10	3	299%	+8
Resultados financeiros	(546)	(348)	-57%	-198
Resultados em associadas	17	18	-5,0%	-1
Resultado Antes de Impostos	1.202	1.176	2,2%	+26
IRC e Impostos diferidos	242	306	-21%	-63
Operações em descontinuação	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	960	870	10%	+90
Accionistas da EDP	824	774	6%	+49
Interesses não controláveis	136	96	42%	+40

Dados-chave Operacionais	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12.131	12.173	0,0%	-42
Capacidade instalada (MW)	22.577	21.315	8,2%	+1.261

Dados-chave Financeiros (€ M)	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
FFO	1.996	2.075	-3,8%	-79
Investimento operacional	1.353	1.959	-31%	-606
Manutenção	496	506	-1,9%	-10
Expansão	857	1.453	-41%	-596
Investimentos financeiros Líquidos	145	-10	-	+155

Dados-chave de Balanço (€ M)	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	7.761	7.855	-1,2%	-93
Dívida líquida	16.592	16.345	1,5%	+247
Receb. futuros da actividade regulada	1.449	1.443	0,4%	+5
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,5x	4,5x	-	0,0x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	4,1x	4,1x	-	0,0x

O EBITDA subiu 5%, para €2.775M nos 9M11, suportado pelas redes reguladas (+€137M), actividade eólica (+€75M) e Brasil (+€59M). Estas subidas compensaram a evolução da produção contratada de LP (-€28M) e nas actividades liberalizadas (-€90M). A partir de Set-11, a EDP alterou a política contabilística relativa ao custo dos juros e retorno estimado dos activos associados ao fundo de pensões: estes montantes, até agora contabilizados como custos operacionais (9M10: €63M), são doravante contabilizados ao nível de resultados financeiros (9M11: €66M). Excluindo este impacto, o EBITDA subiu 2%.

Nos 9M11, 59% do EBITDA consolidado foi gerado fora de Portugal. Adicionalmente, 89% do EBITDA teve origem em actividades reguladas e contratadas a longo prazo, reflectindo o perfil de baixo risco operacional. Em Portugal, onde as actividades são maioritariamente reguladas, temos agora uma maior visibilidade regulatória: (1) o Governo aprovou (13-Out) um DL que adia de 2012 para 2013 o recebimento de €141M relativos revisibilidade de 2010, uma alteração sem impacto nos resultados/valor dos CAE/CMECs; (2) a ERSE publicou a proposta de tarifas (17-Out), dando visibilidade sobre as tarifas 2012-14 e deixando antever um aumento dos activos regulatórios em 2012. **Para 2011**, a EDP tem já 30TWh de vendas de electricidade estimadas contratadas com clientes e c100% 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 superior a €10/MWh. **Para 2012**, a EDP está a adaptar a sua estratégia de 'hedging' às actuais condições de mercado, favorecendo vendas de gás em mercados grossistas. Neste sentido, a EDP contratou com clientes 10TWh de vendas de electricidade. Como resultado, a EDP tem contratada margem para cerca de dois terços da produção esperada em centrais a carvão e do montante de gás comprometido.

Os custos operacionais líq.⁽¹⁾ caíram 3%, suportados pelo impacto da alteração de política contabilística de custos com fundos de pensões (-€63M). Ajustado por este efeito, os custos operacionais líq. subiram 2%, reflectindo: i) custos operacionais €38M mais altos decorrentes de uma base mais alargada de operações na EDPR (+€26M) e de custos de reestruturação de RH na produção contratada de LP (€6M); e ii) uma redução nos outros custos operacionais líquidos (€11M), suportada por um ganho de €27M registado na venda de activos de transporte em Espanha. O OPEX (custos operacionais excluindo custos de reestruturação e a reclassificação de custos com o fundo de pensões) caiu 3%

O EBIT cresceu 15%, suportado pelo EBITDA e pela extensão de vida útil dos parques eólicos. Os **resultados financeiros** (-€546M nos 9M11) foram suportados por: i) um custo médio de dívida superior (+50p.b. para 4,0%); ii) uma dívida líquida média 8% mais alta; iii) -€66M da alteração na contabilização dos custos com o fundo de pensões; iv) -€49M no valor da nossa participação no BCP; e v) -€23M relativos a um processo judicial com um cliente no Brasil. Os **interesses não controláveis** subiram 42%, fruto da redução em 13,8% da nossa participação na EDP Brasil e de uma subida dos resultados líquidos da EDP Brasil e da EDP Renováveis. **O resultado líquido subiu 6%**, para €824M nos 9M11.

A **dívida líquida** subiu de €16,3MM em Dez-10 para €16,6MM em Set-11, fruto de uma descida de €0,3MM desde Jun-11. O aumento verificado desde Dez-10 resulta de: (3) investimento de expansão no valor de €857M, (2) pagamento de €231M pelo controlo total da Genesa; e (3) pagamento de dividendos (€714M dos quais €617M aos accionistas da EDP). Os **activos regulatórios** mantiveram-se estáveis face a Dez-10, em €1,4MM. **Até Set-11, a EDP despendeu €1,7MM em 3,0GW actualmente em construção**: 68% em nova capacidade hídrica e eólica, 32% 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.

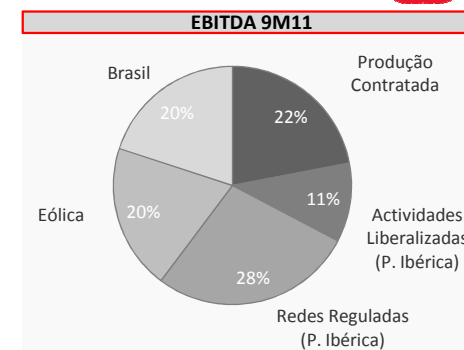
A Set-11, a EDP detinha uma posição total de caixa e de linhas de crédito disponíveis no valor de €4,0MM. Desde Dez-11, a EDP procurou otimizar a sua estratégia de financiamento, obtendo até €3,3MM de fundos através de um conjunto diversificado de opções. No 3T11 a EDP completou 90% do seu objectivo de venda de activos (de €500M), através da venda de uma posição de 13,8% na EDP Brasil e da venda de 7,7% da Ampla.

* Nota: As demonstrações financeiras aos 9M10 correspondem aos valores reportados em 2010. Deste modo, excluem a alteração contabilística nos custos com fundos de pensões; (1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSEs + Custos Pessoal + Custos benef. Sociais) + Outros custos oper. (Liq.); (2) Deprec. e amortizações líquidas de compensação de amortizações de activos subsidiados (3) Excluindo recebimentos futuros relacionados a act. regulada.

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.	1T10	2T10	3T10	4T10	1T11	2T11	3T11	4T11
Produção Contratada LP	610,4	638,5	-4,4%	-28	213,8	208,4	216,3	238,1	197,9	205,0	207,5	-
Actividades Liberalizadas	297,7	387,2	-23%	-90	166,7	124,8	95,7	61,7	131,0	78,8	87,8	-
Redes Reguladas P. Ibérica	801,4	664,9	21%	+137	232,4	220,1	212,3	273,6	275,7	249,3	276,4	-
Eólico	548,3	473,1	16%	+75	184,5	158,4	130,2	239,6	220,1	189,1	139,1	-
Brasil	554,3	495,1	12%	+59	165,6	175,6	153,9	178,9	198,2	194,3	161,9	-
Outros	(37,1)	(8,1)	-	-29	(23,6)	3,9	11,6	(29,9)	(14,8)	-24,2	1,9	-
Consolidado	2.775,0	2.650,8	4,7%	+124	939,6	891,2	820,0	962,0	1.008,2	892,2	874,6	-



O EBITDA do Grupo EDP cresceu 5% no período (+€124M) para €2.775M nos 9M11, suportado pelas redes reguladas (+€137M), EDP Renováveis (+€75M) e Brasil (+€59M). O EBITDA da produção contratada de longo prazo na P. Ibérica recuou 4% (-€28M) e o das actividades liberalizadas na P. Ibérica caiu 23% (-€90M). As demonstrações financeiras dos 9M11 reflectem uma alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e ao retorno estimado dos activos associados ao fundo de pensões: estes montantes, até agora eram contabilizados como custos operacionais (9M10: €63M), são doravante contabilizados como custos financeiros (9M11: €66M). Excluindo este impacto, o EBITDA subiu 2% nos 9M11.

PRODUÇÃO CONTRATADA DE L.P. NA P. IBÉRICA – O EBITDA recuou 4% para €610M, reflectindo o impacto misto de: (i) exclusão da central do Carregado deste portfólio, fruto do fim do seu CAE em Dez-10 (-€66M); (ii) custos com benefícios sociais inferiores (-€11M vs. 9M10) decorrente da alteração de política contabilística de custos com fundos de pensões. Ajustado deste efeito, o EBITDA cresceu 5%, suportado por uma inflação mais alta (+€19M na margem bruta de CAE/CMEC), disponibilidade das nossas centrais superior à contratada e pelo comissionamento de 50% do equipamento de desnitrificação em Sines (+€10M).

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA – O EBITDA recuou 23%, para €298M. O EBITDA do negócio eléctrico recuou 24%, suportado por: (i) uma margem unitária inferior (€9/MWh nos 9M11 face a €11/MWh nos 9M10), decorrente 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 de proveitos com garantia de potência (introdução de garantia de potência em Portugal e nova capacidade em operação em Espanha). O EBITDA da comercialização de gás na P. Ibérica caiu 15% nos 9M11, devido a uma contracção da margem média unitária alcançada.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA – O EBITDA subiu 21% (+€137M) suportado pela distribuição de electricidade em Espanha (+€51M) e pelas actividades de gás na P. Ibérica (+€16M em Portugal e +€23M em Espanha). Excluindo os impactos da aplicação da IFRIC18⁽¹⁾ em ambos os anos, a alteração contabilística referida e os ganhos não recorrentes da venda de activos, o EBITDA das actividades reguladas subiu 6%. O EBITDA da distribuição de electricidade em Espanha cresceu 62% para €134M, influenciado por um ganho de €27M relativo à venda dos activos de transporte, pela aplicação da IFRIC18⁽¹⁾ (+€5M vs. 9M10) e por proveitos regulados mais altos (€12M). O EBITDA das actividades reguladas de gás subiu 23% (+€39M) para €206M nos

9M11, 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 (c58% do total das redes reguladas) ascendeu a €462m. Excluindo o impacto da reclassificação de custos com pensões (44M) e a mais valia da venda de um terreno a uma empresa do grupo no montante de €21M (sem impacto ao nível do consolidado), o EBITDA caiu 4%, pressionado por uma redução no consumo e no deflator do PIB implícito nas tarifas de 2011, apenas parcialmente compensadas por uma queda de 2% nos custos operacionais controláveis.

EÓLICO – O EBITDA da EDP Renováveis subiu 16% (+€75M) para €458M nos 9M11, em linha com a expansão da capacidade instalada (+13%), para 6.959MW a Set-11. Os motores de crescimento do EBITDA foram: (1) Espanha (EBITDA +€24M, incluindo os resultados de coberturas), onde o aumento da capacidade instalada (20% da nova capacidade instalada) e um preço médio de venda mais alto (+6%) mais do que compensaram a descida do factor médio de utilização (-1pp para 25% nos 9M11); e (2) EUA (+€17M, incluindo um impacto cambial de -€14M) reflexo do aumento de capacidade (28% da nova capacidade instalada) e de um factor médio de utilização superior (+1,6pp para 31%). Estes efeitos foram parcialmente compensados por um preço médio de venda inferior (-8%). O EBITDA no mercado Europeu não Ibérico subiu €25M, beneficiando de nova capacidade instalada (42% do total) e a adição de 70MW na Polónia, com preços de venda acima da média do portfólio.

BRASIL – O EBITDA cresceu 12% (+€59M), tendo beneficiado de uma apreciação de 2% do Real contra o Euro (+€11M no EBITDA). Em moeda local, o EBITDA da EDP Energias do Brasil subiu 10%, fruto: (i) do impacto positivo da revisão tarifária na distribuição, sobretudo na Bandeirante; (ii) do crescimento da procura; (iii) da actualização dos CAEs à inflação; e (iii) de vendas normalizadas da produção mais elevadas no 9M11 vs. uma produção anormalmente baixa no 9M10.

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: €19M nos 9M10, €23M nos 9M11), 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”.

(1) Com a aplicação da IFRIC 18, com impacto apenas nas actividades em Espanha, 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)	9M11	9M10*	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.775,0	2.650,8	4,7%	+124
Provisões	1,7	68,3	-97%	-67
Amortizações	1.078,2	1.096,6	-1,7%	-18
Compensações de amortizações	(25,3)	(16,8)	-51%	-8
EBIT	1.720,4	1.502,7	14,5%	+218

Resultados Financeiros (€ M)	9M11	9M10*	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(486,8)	(401,2)	-21%	-86
Custos financeiros capitalizados	107,9	126,7	-15%	-19
Diferenças de câmbio e derivados	(40,4)	(48,8)	17%	+8
Rendimentos de participações de capital	7,1	15,7	-55%	-9
Unwinding c/ resp. pensões e actos médicos	(66,3)	-	-	-66
Outros ganhos e perdas financeiros	(67,6)	(40,3)	-68%	-27
Resultados Financeiros	(545,9)	(347,9)	-57%	-198

Ganhos/(Perdas) Emp. Associadas (€ M)	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
CEM (21%) - China/Macau	9,9	10,1	-2,3%	-0
DECA II (EEGSA (21%)) - Guatemala	-	4,5	-	-5
EDP Renováveis (subsidiárias)	3,7	2,7	37%	+1
Outros	3,8	1,0	278%	+3

Ganhos/(Perdas) Empresas Associadas	17,4	18,3	-5,0%	-1
--	-------------	-------------	--------------	-----------

Ganhos/(Perdas) Alien. Act. Financ. (€ M)	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
SEASA - EDP Renováveis	9,4	-	-	+9
Oni SGPS - Telecom Portugal	-	6,9	-	-7
Other	1,0	(4,4)	-	+5

Ganhos/(Perdas) Alien. Activos Financ.	10,3	2,6	299%	+8
---	-------------	------------	-------------	-----------

Taxa Imposto (€ M)	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Resultados Antes de Impostos	1.202,1	1.175,7	2,2%	+26
IRC e impostos diferidos	242,2	305,5	-20,7%	-63
Taxa de imposto efectiva (%)	20,1%	26,0%	-5,8 pp	-
Ganhos/(perdas) alien. operações descont.	-	-	-	-

Interesses não controláveis (€ M)	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	12,9	3,2	303%	+10
HC Energia	0,5	(0,1)	-	+1
Subsidiárias Gás Portugal	8,6	4,3	100%	+4
Energias do Brasil	114,2	88,5	29%	+26
Outros	0,1	-	-	+0
Interesses não controláveis	136,3	95,9	42%	+40

As **amortizações líquidas (da compensação pelos activos subsidiados)** mantiveram-se estáveis no período, dado que o crescimento da capacidade instalada na EDPR foi mais do que compensado por i) extensão da vida útil dos parques eólicos de 20 para 25 anos, em Jun-11, e de outras centrais em Portugal em 2010 e ii) impacto resultante de benefícios fiscais relacionados com custos de amortizações no negócio da produção e distribuição no Brasil.

As **provisões** ascenderam a €2M, incluindo €11M relativos a um processo judicial em curso com um cliente no Brasil (a EDP registou um custo total de €34M, dos quais €11M ao nível do EBIT e €23M nos resultados financeiros), compensado por reduções de provisões relativas a resoluções favoráveis de processos judiciais em Espanha.

Resultados Financeiros:

a) Os **juros financeiros líquidos** suportados aumentaram 21% para €487M nos 9M11 no seguimento de: (i) aumento de c50pb do custo médio da dívida de 3,5% nos 9M10 para 4,0% nos 9M11, em linha com o aumento das taxas de juro de curto prazo e (ii) aumento de 8% da dívida líquida média.

b) Os **custos financeiros capitalizados** recuaram 15% reflectindo uma diminuição no nível de trabalhos em curso, nomeadamente na EDP Renováveis.

c) As **diferenças de câmbio e derivados** subiram €8M para uma perda de €40M nos 9M11, devido a menores perdas em derivados relacionados com coberturas nos mercados energéticos.

d) **Unwinding com responsabilidades com pensões e actos médicos** atingiu o valor de €66M e inclui o custo dos juros e o retorno estimado dos activos associados ao fundo de pensões. De notar que as demonstrações financeiras do Grupo EDP para os 9M11 reflectem uma alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: os respectivos montantes, que até agora eram contabilizados como custos operacionais são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros (€66M nos 9M11 vs. €63M nos 9M10).

e) Os **outros ganhos e perdas financeiros** totalizaram €68M, incluindo uma imparidade na nossa participação financeira no BCP (€49M) 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). A rubrica 'EDP Renováveis (subsidiárias)' inclui essencialmente a participação na ENEOP em Portugal, consolidada por equivalência patrimonial (2,3M nos 9M11).

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.

Imposto sobre o rendimento: diminuiu €63M devido a impactos não recorrentes nos perímetros de consolidação fiscal na P. Ibérica nos 9M11.

Os **interesses não controláveis** aumentaram 42% para €136M nos 9M11, no seguimento do aumento do resultado líquido da EDP Brasil e da EDPR e também da redução da participação da EDP na EDP Brasil de 65% para 51% em Jul-11.

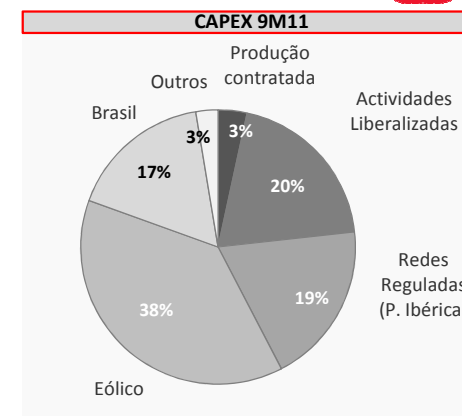
* Nota: As demonstrações financeiras aos 9M10 correspondem aos valores reportados em 2010. Deste modo, excluem a alteração contabilística nos custos com fundos de pensões.

Investimento Operacional



Invest. Operacional (€ M)	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Prod. contratada (P. Ibérica)	45,8	60,8	-25%	-15
Liberalizado (P. Ibérica)	268,3	258,6	3,8%	+10
Redes reguladas (P. Ibérica)	258,9	229,2	13%	+30
Eólico	516,1	1.119,6	-54%	-604
Brasil	228,4	233,2	-2,1%	-5
Outros	35,2	57,1	-38%	-22
Grupo EDP	1.352,8	1.958,6	-31%	-606
Expansão	857,0	1.452,9	-41%	-596
Manutenção	495,9	505,7	-1,9%	-10

1T10	2T10	3T10	4T10	1T11	2T11	3T11	4T11
12,8	22,9	25,1	35,1	13,9	18,4	13,6	-
55,3	96,3	107,0	207,8	49,0	104,1	115,2	-
65,9	82,2	81,2	141,4	70,5	97,7	90,8	-
382,0	452,3	285,3	112,1	190,4	154,6	171,1	-
39,5	82,3	111,4	194,1	63,0	60,8	104,7	-
17,1	3,1	36,9	18,1	5,9	16,8	12,5	-
572,6	739,1	646,9	708,7	392,7	452,4	507,8	-
446,6	561,5	444,9	520,0	263,4	271,4	322,2	-
126,0	177,7	202,1	188,7	129,3	181,0	185,6	-



Projectos em operação nos 9M11 (€ M)	MW	Investim. 9M11
Eólico	522	135
Regime especial (excl. eólico)	10	1
Total	532	136

Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 9M11	Invest. Acumulado (1)
Hídricas Portugal	2.147	214	737
Eólico (2)	485	282	381
Carvão Brasil	360	94	547
Hídrica Brasil	10	6	38
Total	3.001	597	1.704

O **investimento operacional consolidado** ascendeu a €1.353M nos 9M11, 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 77% do investimento operacional. O investimento de manutenção totalizou €496M nos 9M11, enquanto o de expansão ascendeu a €857M, 88% dos quais foram investidos em tecnologias livres de emissão de CO₂ (hídrica e eólica).

O investimento em **nova capacidade eólica** (60% do investimento de expansão), reflectido ao nível da EDPR, totalizou €516M e foi sobretudo canalizado para os EUA (46%), Espanha (23%), Brasil (12%), Roménia (7%) e Polónia (5%). Do total do investimento eólico, €135M foram investidos na conclusão de 522MW que entraram em funcionamento nos 9M11, nomeadamente 145MW em Espanha, 138MW na Roménia, 99MW nos EUA, 70MW no Brasil e 70MW na Polónia. Adicionalmente, até ao momento, a EDPR despendeu €381M (€282M nos 9M11) em 485MW actualmente em construção, dos quais 171MW estão sujeitos a regimes regulados de longo prazo: 57MW em Espanha, 57MW na Roménia, 22MW em França, 20MW em Itália e 15MW em Portugal. Dos remanescentes 314MW em construção, todos nos EUA, 215MW (parque eólico Marble River; Estado de Nova Iorque) possuem um CAE a 10 anos para a venda dos "Renewable Energy Certificates" (RECs), enquanto os remanescentes 99MW são relativos a um projecto (parque eólico Blue Canyon VI; Oklahoma) que beneficia de características muito competitivas (baixo investimento e elevados recursos eólicos).

O investimento em **nova capacidade hídrica** (28% do investimento de expansão) totalizou €242M nos 9M11, tendo sido a maior parte (€214M) alocada a 8 centrais hídricas actualmente em construção (2.147MW com arranques previstos entre 2011-15). Os primeiros projectos a iniciar exploração são a repotenciação de Picote II e Bemposta II (437MW, 80% do investimento já realizado), no 4T11, e de Alqueva II (256MW, 74% do investimento realizado), em meados de 2012.

No **Brasil**, a EDP já investiu: (1) €547M nos 360MW da central a carvão de Pecém; e (2) €38M na repotenciação de Mascarenhas (10MW), com arranque previsto em 2012. A primeira fase da repotenciação de Mascarenhas (9MW) entrou em operação no 2T11. Em Ago-11, iniciaram-se os trabalhos preliminares de construção na central hidroléctrica de Santo António do Jari, um projecto de 300MW de capacidade (com a possibilidade de 73MW adicionais).

Em síntese, a EDP aumentou a sua capacidade instalada em 532MW nos 9M11, para 22.6GW. Adicionalmente, **até Set-11, a EDP já investiu €1,7MM em 3,0GW em construção**. Cerca de metade da capacidade em construção iniciará operações em 2011-12. **Em perspectiva, a EDP planeia um investimento total de €2,2MM em 2011 e €2,0MM em 2012.**

Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M)	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.775,0	2.650,8	4,7%	+124
Imposto corrente	(223,3)	(194,1)	-15%	-29
Juros financeiros líquidos	(486,8)	(401,2)	-21%	-86
Resultados de associadas e dividendos	24,6	34,1	-28%	-10
Outros ajustamentos	(93,2)	(14,5)	-541%	-79
FFO	1.996,3	2.075,0	-3,8%	-79
Juros financeiros líquidos	486,8	401,2	30%	+86
Resultados e dividendos de associadas	(24,6)	(34,1)	-28%	+10
Investimento em fundo de maneo	(106,2)	(1.377,1)	-	+1.271
Défice e desvios tarifários	(5,5)	(532,1)	-	+527
Outros	(100,8)	(845,0)	-	+744
Cash Flow Operacional	2.352,3	1.065,0	121%	+1.287
Investimento operacional de expansão	(857,0)	(1.452,9)	-41%	-596
Investimento operacional em benfeitorias	(495,9)	(505,7)	-1,9%	-10
Var. de fundo maneo de fornecedores de imobilizado	(368,9)	(302,7)	22%	+66
Cash Flow Operacional Líquido	630,6	(1.196,3)	-	+921
Investimentos/desinvestimentos financeiros (líquidos)	145,0	(10,4)	-	+155
Juros financeiros líquidos pagos	(376,0)	(291,3)	-29%	-85
Dividendos recebidos de associadas	16,8	32,2	-47,9%	-15
Dividendos pagos	(714,5)	(618,6)	16%	+96
Receb. antecipados de parceiros instit. nos EUA	71,8	163,1	-56%	-91
Variação Cambial	149,9	(242,6)	-	+393
Outras variações não operacionais	(170,6)	(75,9)	-125%	-95
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(247,1)	(2.239,8)	89%	+1.567
Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Principais Investimentos Financeiros	274,9	100,4	174%	+175
Perímetro consolidação EDP Renováveis	28,9	56,8	-49%	-28
Genesa (participação de 20%)	231,4	-	-	+231
Outros	14,6	43,6	-67%	-29
Principais Desinvestimentos Financeiros	419,9	89,9	367%	+330
Perímetro consolidação EDP Renováveis	65,5	81,8	-	-16
Acções EDP Brasil (participação 13,8%)	353,3	-	-	+353
Outros	1,1	8,2	-86%	-7
(Investimentos) Financeiros Líquidos/Desinvestimentos	145,0	(10,4)	-	+155

O **FFO diminuiu 4% para €1.996M no período** devido ao aumento de €86M dos juros financeiros líquidos suportados decorrente de um aumento do custo médio da dívida (+50pb) e de uma subida de 8% da dívida líquida média. Este impacto foi mitigado por um aumento de €124M do EBITDA (ver explicação em "Decomposição do EBITDA").

O **cash flow operacional consolidado aumentou €1.287M nos 9M11 para €2.352M**. De realçar que o cash flow operacional dos 9M10 teve um impacto negativo relativo ao aumento de €532M nos recebimentos futuros da act. regulada devido ao elevado montante de imposto pago (IRC) em Portugal (€0.4MM, relacionado com a venda sem recurso dos direitos ao recebimento do défice tarifário em Portugal acumulado em 2007, 2008 e 2009, no valor de €1,7MM). Nos 9M11, os recebimentos futuros da act. Regulada aumentaram apenas €5M nos 9M11 face ao aumento de €532M nos 9M10 (ver texto na página 8). O montante de -€101M na rubrica "Outros do investimento em fundo de maneo" está essencialmente relacionado com a redução de dívidas a fornecedores.

O **investimento operacional de expansão diminuiu 41% nos 9M11 para €857M** devido a uma diminuição do investimento na actividade eólica. Nos 9M11 a diminuição do "fundo de maneo relacionado com fornecedores de imobilizado" reflecte a redução do investimento no período.

Os **desinvestimentos financeiros** incluem principalmente a venda de 13,8% do capital da EDP Brasil, registando um encaixe líquido de €353M e receitas de cauções de depósitos nos EUA relativas a parcerias institucionais. Os **investimentos financeiros** nos 9M11 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 €715M de dividendos pagos nos 9M11 inclui também o montante pago a interesses não controláveis, principalmente ao nível da EDP Brasil.

A **variação cambial** reflecte o impacto da desvalorização do Real face ao Euro nos 9M11.

As "**Outras variações não operacionais**" foram impactadas pelo "fair value" das coberturas de dívida.

Em conclusão, a **dívida líquida** nos 9M11 aumentou €0,2MM, o que compara com um acréscimo de €2,2MM nos 9M10.

Para o 4T11, relativamente aos investimentos e desinvestimentos financeiros, a EDP já pagou a aquisição da central hídrica de Jari (374MW) no Brasil em Out-11 e recebeu €85M relacionados com a venda da Ampla em Out-11. Ainda no 4T11, a EDP irá pagar outra parcela de 10% relativa à aquisição da Naturgas, em linha com o acordo existente com o Ente Vasco de Energia.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Set vs. Dez		
	Set-11	Dez-10	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	20.149	20.324	-175
Activos intangíveis	9.762	9.963	-201
Investimentos financeiros	324	591	-266
Impostos diferidos activos	534	515	19
Activos detidos para venda	85	31	54
Inventários	394	357	37
Clientes (líquido)	2.002	2.187	-185
Outros devedores (líquido)	4.778	4.974	-196
Act. Fin. ao justo valor através dos resultados	8	36	-28
Caixa e equivalentes de caixa	1.738	1.511	227
Total do Activo	39.775	40.489	-714

Capital Próprio (€ M)	Set-11	Dez-10	Δ Abs.
Capital	3.657	3.657	-
Acções próprias e prémios de emissão acções	393	388	5
Resultado líquido, transitados e reservas	3.712	3.810	-98
"Equity Value" Contabilístico	7.761	7.855	-93
Interesses não controláveis	3.162	2.930	231
Total do Capital Próprio	10.923	10.785	138

Passivo (€ M)	Set-11	Dez-10	Δ Abs.
Empréstimos (médio e longo -prazo)	16.183	14.887	1.296
Empréstimos (curto-prazo)	2.155	3.004	-850
Provisões para riscos e encargos	388	431	-44
Conta de hidráulidade	77	75	1
Impostos diferidos passivos	838	856	-18
Credores e outros passivos (líquido)	9.182	10.450	-1.268
Total do Passivo	28.852	29.704	-851

Total do Capital Próprio e Passivo	39.775	40.489	-714
---	---------------	---------------	-------------

Recebimentos Futuros da Act. Regulada (€ M)	Set-11	Dez-10	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás(1)	563	201	363
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	336	488	-152
Espanha (2)	549	759	-210
Brasil (1)	(0)	(5)	4
Recebimentos Futuros da Activid. Regulada	1.449	1.443	5

Prov. Benef. Sociais e Inst. Partnership (€ M)	Set-11	Dez-10	Δ Abs.
Pensões (3)	1.021	1.104	-84
Actos médicos	804	800	4
"Institutional partnership" - Passivo líquido (4)	965	934	31
Prov. Benef. Sociais e Inst. Partnership	2.790	2.839	-49

O montante de **activos fixos tangíveis, intangíveis e "goodwill"** diminuiu €0,4MM vs. Dez-10 para €29,9MM a Set-11, no seguimento de: (1) +€1,4MM relativos ao investimento operacional nos 9M11; (2) -€1,1MM referentes às amortizações no mesmo período; e (3) -€0,6MM relacionados com a depreciação do Real Brasileiro e do Złóti da Polónia face ao Euro entre Dez-10 e Set-11. A Set-11, o balanço da EDP incluía €3,2MM de trabalhos em curso, (11% do total de €29,9MM de activos fixos consolidados) essencialmente relacionados com investimentos já realizados em centrais eléctricas, parques eólicos, 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 €409M a Set-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 (clientes e outros, líquidos)** diminuíram €0,4MM vs. Dez-10 para €6,8MM a Set-11, devido essencialmente a uma diminuição de 0,35MM do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro, explicada por: (1) uma redução de €0,2MM do défice tarifário pendente em Espanha; (2) uma diminuição de €0,2MM dos activos da actividade regulada a receber no futuro relativos aos CMEC em Portugal; (3) um aumento de €0,1MM dos activos da actividade regulada a receber no futuro respeitantes às actividades de distribuição de energia e comercialização de último recurso em Portugal.

O montante total de activos da actividade regulada a receber no futuro permaneceu estável nos €1,4MM, essencialmente consequência de: (1) uma redução de €210M do montante proveniente de Espanha (fortemente impactado pelo recebimento de €435M no período relativos à securitização de parte do défice tarifário); e (2) um aumento de €211M do montante originado em Portugal (aumento dos activos da actividade regulada a receber no futuro para as actividades de distribuição de energia e comercialização de último recurso, e diminuição dos relativos aos CMEC).

Os **capitais próprios** atribuíveis aos accionistas da EDP diminuíram €93M nos 9M11, reflexo do resultado líquido do período, que ascendeu a €824M, do pagamento de dividendos, no total de €617M, e do impacto negativo em reservas da depreciação no período do Real, Złóti e Dólar face ao Euro.

A rubrica de **credores e outros passivos (líquidos)** caiu €1,3MM vs. Dez-10 para €9,2MM a Set-11, devido: (1) à diminuição das rubricas de fornecedores (-€0,3MM) e fornecedores de imobilizado (-€0,4MM); (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 (-€0,2MM); (4) a um decréscimo do montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões e actos médicos** (-€0,1MM), que a Set-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 das actividades reguladas de distribuição e comercialização de electricidade em Portugal, pelo que a maioria dos mesmos deverá fazer parte da base de custos regulada no momento do pagamento; e (5) a uma diminuição do **passivo líquido relativo a parcerias institucionais** relacionado com as nossas operações eólicas nos EUA (-€0,05MM), e que, a Set-11, totalizava €965M, incluindo a assinatura (Jul-11) de um novo acordo com parceiros institucionais no valor de USD 116M – 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.

(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)	Set-11	Dez-10	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. and EDP Finance BV	15.692,1	15.161,3	4%	531
EDP Produção + HC Energia + Portgás	268,6	332,5	-19%	-64
EDP Renováveis	867,5	728,9	19%	139
EDP Brasil	1.238,6	1.452,0	-15%	-213

Dívida Financeira Nominal	18.066,9	17.674,6	2%	392
----------------------------------	-----------------	-----------------	-----------	------------

Juros da dívida a liquidar	235,4	265,1	-11%	-30
"Fair Value"(dívida coberta)	35,6	(48,0)	-	84

Dívida Financeira	18.337,9	17.891,6	2%	446
--------------------------	-----------------	-----------------	-----------	------------

Caixa e Equivalentes	1.738,4	1.511,2	15%	227
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	1.160,5	579,6	100%	581
EDP Renováveis	198,9	423,7	-53%	-225
Energias do Brasil	379,1	507,9	-25%	-129
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	7,8	35,7	-78%	-28

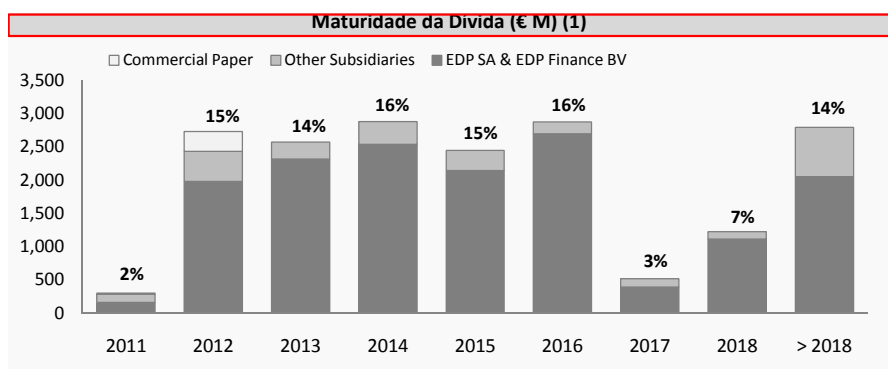
Dívida Líquida do Grupo EDP	16.591,7	16.344,7	2%	247
------------------------------------	-----------------	-----------------	-----------	------------

Linhas de Crédito em Set-11 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	2.000	21	1.500	Nov-15
Linhas Crédito Domésticas	190	10	184	Renewable
Progr. de P Comer. Tomada Firme	650	3	650	Renewable

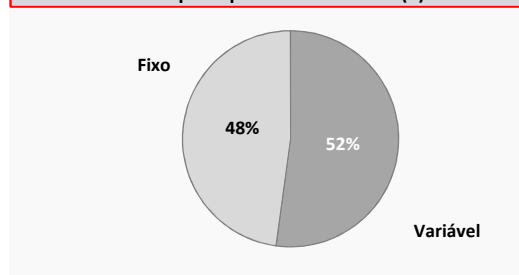
Total Credit Lines	2.840	2.334
---------------------------	--------------	--------------

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	29-07-2011

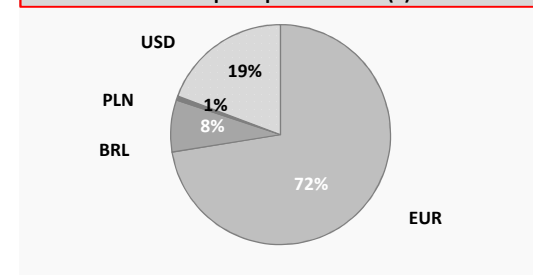
Rácios de Dívida	9M11	2010
Dívida Líquida / EBITDA	4,5x	4,5x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	4,1x	4,1x



Dívida por Tipo de Taxa de Juro (1)



Dívida por Tipo de moeda (1)



A **dívida financeira** da EDP é emitida essencialmente ao nível da "holding" (EDP 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 internamente.

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. Nos 9M11, a **dívida líquida/EBITDA** e **dívida líquida/EBITDA ajustada** de recebimentos futuros da actividade regulada da EDP foi 4,5x 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 Feb-11, a EDP emitiu obrigações no montante de €750M com vencimento em Feb-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 Feb-11, a EDP emitiu obrigações no montante de CHF230M com vencimento em Feb-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 Ago-11, a EDP realizou uma colocação privada no montante de €350M com vencimento em Ago-12 à taxa variável e contratou um novo programa de papel comercial doméstico no montante de €300M, que se encontra totalmente utilizado. Em 2011, a EDPR executou estruturas contratuais de "Project Finance" na Roménia (€188M) e no Brasil (R\$228M).

Em Set-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 52% variável/48% fixo em Set-11). As nossas principais taxas de referência são a Euribor a 1 mês/3 meses. Em Set-11, o total de caixa e linhas de crédito disponíveis ascendia a 4,0MM. Isto inclui €1,7MM em caixa e equivalentes, €2,3MM em linhas de crédito disponíveis, dos quais €650M em programas de papel comercial com colocação garantida e €1,5MM de um financiamento de €2MM na modalidade "revolving" com maturidade residual de 4 anos. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de fundos até ao 1513.



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanco Eléctrico (TWh)	Portugal (1)			Espanha			Península Ibérica		
	9M11	9M10	Δ%	9M11	9M10	Δ%	9M11	9M10	Δ%
Hidroeléctrica	8,6	11,9	-27%	22,3	31,2	-29%	30,9	43,1	-28%
Nuclear	-	-	-	43,1	45,9	-6,1%	43,1	45,9	-6,1%
Carvão	6,1	4,3	42%	30,7	16,0	92%	36,8	20,3	81%
CCGT	8,5	8,0	7,1%	40,1	48,5	-17%	48,6	56,5	-14%
Fuel/gas/diesel	(0,0)	0,0	-	-	1,3	-	(0,0)	1,3	-
Auto-consumo	-	-	-	(5,3)	(4,9)	7,6%	(5,3)	(4,9)	7,6%
(-) Bombagem	(0,4)	(0,3)	38%	(2,2)	(3,3)	-33%	(2,7)	(3,7)	-27%
Regime Convencional	22,8	23,9	-4,3%	128,6	134,7	-4,5%	151,4	158,6	-4,5%
Eólica	6,4	6,3	1,7%	30,3	30,0	1,1%	36,7	36,2	1,2%
Outras	6,9	6,6	4,1%	38,6	36,4	6,2%	45,5	43,0	5,9%
Regime Especial	13,2	12,9	3,0%	69,0	66,4	3,9%	82,2	79,2	3,8%
Importação/(exportação)	1,9	2,1	-12%	(4,7)	(6,2)	-24%	(2,8)	(4,1)	-31%
Consumo Referido à Emissão	37,9	38,8	-2,4%	192,9	194,9	-1,0%	230,8	233,7	-1,2%
Corrigido temperatura, dias úteis			-1,5%			-0,1%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	9M11	9M10	Δ%	9M11	9M10	Δ%	9M11	9M10	Δ%
Procura convencional	26,3	25,7	2,4%	190,8	189,7	0,6%	217,1	215,4	0,8%
Procura para produção electricidade	17,6	16,6	6,0%	86,2	101,5	-15%	103,8	118,1	-12%
Procura Total	43,9	42,3	3,8%	277,0	291,2	-4,9%	320,9	333,5	-3,8%

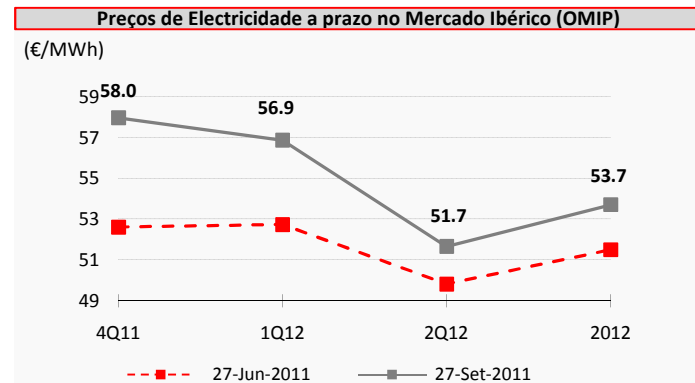
A procura de electricidade na P. Ibérica (P.I.) recuou 1,2% nos 9M11 e 2,2% no 3T11 (vs. 2T11). Em Espanha (84% do consumo), a procura caiu 1% devido aos efeitos de temperatura e dias úteis. Em Portugal (16% do total), a procura recuou 2,4% (-4,1% no 3T11 vs. 3T10) suportada pelo menor consumo dos segmentos residencial, de iluminação pública e de PME's.

Apesar da menor procura total (-3TWh) e do acréscimo de produção em regime especial (+3TWh), a procura residual térmica (PRT) subiu 18% (+8TWh), suportada por redução na produção hídrica líquida (decorrente de um factor de produção mais baixo: 1,4x no 9M10 vs. 0,98x em Portugal e 0,86 em Espanha nos 9M11), e menor produção nuclear. O aumento da PRT foi integralmente satisfeito pelas centrais a carvão (+16TWh nos 9M11), enquanto a produção das CCGTs baixou 9TWh no período. Como resultado da maior competitividade das centrais a carvão face às CCGTs e da implementação do RDL 1221/10 em Espanha (Fev-11), o factor médio de utilização das centrais a carvão no 3T11 ascendeu a 53% em Espanha e 83% em Portugal, enquanto o das CCGTs recuou para 31% e 25%, respectivamente. A produção eólica subiu 1% nos 9M11, reflectindo um aumento de capacidade instalada (+10%) e uma recuperação dos recursos eólicos em Portugal, apenas no 3T11.

O preço médio à vista em Espanha subiu 41% nos 9M11. Face ao 2T11, o preço à vista aumentou 13%, para €54/MWh no 3T11, impulsionado por um custo de gás mais alto e por uma menor pressão sobre os preços grossistas por parte de contratos de gás com cláusulas de take-or-pay. O preço médio final da electricidade em Espanha subiu 36% nos 9M11, situando-se €8/MWh acima do preço da pool devido à contriubuição de serviços de sistema e garantia de potência. Igualmente de notar é a queda do preço de licenças CO2 no final do Set-11 (-21% para €10,7/ton).

O consumo de gás na P.I. recuou 3,8%, suportado por uma quebra no 3T11 (-9% vs. 3T10), em especial nas CCGTs. A procura convencional subiu 1%, suportada por Portugal (+2%). O consumo de gás na produção de electricidade caiu 12% nos 9M11, reflectindo menos horas de funcionamento das CCGTs.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	9M11	9M10	Δ%
Hídrica	21,2	21,2	-
Nuclear	7,5	7,4	0,2%
Carvão	12,6	12,6	0%
CCGT	28,7	26,2	10%
Fuel/gas/diesel	2,9	4,7	-38%
Regime Convencional	72,9	72,2	1,0%
Eólica	25,5	23,4	9,0%
PRE's (outras)	17,5	16,9	3,5%
Regime Especial	43,0	40,3	6,7%
Total	115,9	112,5	3,1%



Factores Chave	9M11	9M10	Δ%
Coef. hidráulica (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,98	1,37	-28%
Espanha	0,86	1,36	-37%
Preço de electricidade à vista, €/MWh (1)			
Portugal	49,6	35,2	41%
Espanha	49,2	34,8	41%
Preço final electricidade à vista, €/MWh (1)			
Espanha	57,4	42,2	36%
Direitos de emissão de CO2, €/ton (1)	14,7	14,3	2,3%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	123,5	86,2	43%
Gás (CMP), €/MWh (1)	23,8	21,7	9,8%
Gás NBP, €/MWh (1)	22,0	15,5	42%
Brent, USD/Barrel (1)	111,6	77,9	43%
EUR/USD (1)	1,41	1,31	7,0%

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



DR Operacional (€ M)	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	811,0	750,7	8,0%	+60
Receitas no mercado (i)	658,5	529,7	24%	+129
Desvio anual (ii)	113,5	119,5	-5%	-6
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	39,1	101,5	-62%	-62
Custos Directos: CAE/CMEC	146,7	48,9	-	+98
Carvão	166,8	82,8	101%	+84
Fuel	2,4	4,1	-43%	-2
CO2 e outros custos (líquidos)	(22,5)	(38,0)	41%	+16
Margem Bruta CAE/CMEC	664,3	701,8	-5,3%	-38
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	49,3	42,2	17%	+7
Mini-hídricas	32,6	40,2	-19%	-8
Margem Bruta Regime Especial	81,9	82,5	-0,7%	-1
Custos Operacionais Líquidos (1)	135,7	145,6	-6,8%	-10
EBITDA	610,4	638,5	-4,4%	-28
Amortizações & provisões líquidas	147,6	174,1	-15%	-26
EBIT	462,7	464,4	-0,4%	-2
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	(7,3)	(6,6)	-12%	-1
Empregados (#)	1.343	1.420	-5,4%	-77
CAE/CMEC: Dados-chave	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,02	1,01	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	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	1.772	1.877	-5,6%	-106
Mini-hídricas Portugal	346	457	-24%	-111
Térmica em Portugal	802	727	10%	+75
Térmica em Espanha	624	694	-10,0%	-70
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	94	88	6,9%	+6
Térmica em Portugal	34	27	24%	+7
Térmica em Espanha	36	32	9,8%	+3
Investimento Operacional (€M)	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	39,4	49,9	-21,0%	-10
Recorrente - Hídricas	17,3	14,8	17%	+2
Recorrente - Térmicas	5,8	11,4	-50%	-6
Não recorrentes (ambiental)	16,3	23,6	-31%	-7
Regime Especial	6,4	11,0	-41%	-5
Expansão	1,3	9,1	-86%	-8
Manutenção	5,2	1,9	178%	+3
Total	45,8	60,8	-24,7%	-15

As demonstrações financeiras nos 9M11 reflectem a alteração da nossa política contabilística em relação ao custo dos juros e retorno estimado dos activos associados ao fundo de pensões: estes custos, até agora registados como custos operacionais (9M10: €11M), são doravante registados em resultados financeiros (9M11: €10M). O EBITDA da produção contratada de LP recuou 4%, reflexo: i) da exclusão da central do Carregado deste portfólio (fim do CAE em Dez-10 (-€66M)); e ii) da referida alteração de política contabilística (+€11M). Ajustado destes efeitos, o EBITDA subiu 5%, suportado pelos CAE/CMEC: inflação e disponibilidade acima de níveis assumidos e comissionamento de 50% do equipamento de desnitrificação em Sines.

A margem bruta de CAE/CMEC desceu 5%, devido ao fim do CAE da central do Carregado (710MW). Ajustado deste efeito (9M10: €73M) e de menores resultados obtidos com combustíveis (+€1,4M nos 9M11 vs. +€8,1M nos 9M10), a margem bruta subiu €42M, devido a uma inflação mais alta (+€19M), níveis de disponibilidade acima do contratado (+2% nas hídricas, +9% nas térmicas) e ao arranque do equipamento de desnitrificação em metade dos grupos de Sines, em Jan-11 (-€10M).

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €114M nos 9M11, suportado nas centrais térmicas. O desvio gerado nas centrais térmicas nos 9M11 (€152M a recuperar nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso, pagas por todos os consumidores de electricidade em Portugal) resultou de: i) uma produção c30% abaixo da referência do CMEC; ii) uma margem média unitária 30% abaixo do valor inicialmente contratado nos CMEC; e iii) disponibilidade das nossas centrais acima dos níveis contratados. As centrais hídricas registaram um desvio de -€38M (valor a devolver ao sistema), resultante de produção 7% acima do valor médio e de um preço médio superior em 4% face à referência do CMEC. Como parte integrante da proposta da ERSE para as tarifas de 2012 (publicada em 17-Out) e em linha com DL aprovado pelo Governo, o desvio anual relativo ao ano 2010 não recuperado através das tarifas em 2011 (€141M) será apenas recuperado em 2013 (e não em 2012).

A margem bruta em regime especial manteve-se estável nos 9M11, em €82M, tendo a menor produção das centrais mini-hídricas (-24%) sido compensada por um acréscimo da margem bruta das centrais térmicas, suportada pelas operações em Portugal (+10% de produção, +23% de margem unitária).

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ (€136M nos 9M11) reflectem a política de controlo de custos, custos de reestruturação (€6M) e a exclusão da central do Carregado do portfólio de produção contratada (-€6M). Os custos operacionais nos 9M10 incluem €11M relativos a custos com juros e retorno esperado de activos de fundo de pensões. As amortizações líquidas e provisões caíram 15%, devido à 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 €46M nos 9M11, 38% do qual destinado a projectos não recorrentes. O investimento não recorrente foi maioritariamente dedicado ao projecto de desnitrificação de Sines (€16M, 81% 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 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 nos 9M11 (vs. €0M nos 9M10); (3) Inclui Aguieira 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)	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	594,7	663,4	-10%	-69
Produção de electricidade	356,9	374,5	-5%	-18
Portugal	90,8	137,3	-34%	-47
Espanha	263,6	232,1	14%	+32
Ajustamentos	2,5	5,1	-51%	-3
Comercialização de electricidade	178,3	220,3	-19,1%	-42
Comercialização de gás	59,5	68,5	-13,2%	-9
Custos Operacionais Líquidos (2)	297,0	276,2	7,5%	+21
EBITDA	297,7	387,2	-23%	-90
Provisões	-8,1	51,7	-	-60
Depreciações e amortizações líquidas	182,0	164,4	11%	+18
EBIT	123,8	171,1	-28%	-47

Performance Electricidade	9M11	9M10	Δ%	9M11	9M10	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (3)		
Produção Electricidade	11.762	12.637	-6,9%	40,1	34,7	16%
Compras de Electricidade	24.811	24.106	2,9%	52,6	39,3	34%
Fontes de Electricidade	36.573	36.744	-0,5%	48,6	37,7	29%

	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (4)		
Perdas na Rede	1.121	1.104	-	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - Retalho	23.289	22.984	1,3%	55,8	51,4	8,5%
Mercado Grossista	12.163	12.656	-3,9%	62,4	47,6	31%
Destinos de Electricidade	36.573	36.744	-0,5%	56,3	48,6	16%

Margem Bruta Electricidade (€ M)	9M11	9M10	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	7,7	10,8	-29%	-3
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (5)	0,9	0,6	59%	+0
Margem Unitária (€/MWh)	8,6	11,4	-25%	-3
Volume Total (TWh)	36,6	36,7	-0,5%	-0
Fontes & Destinos Electricidade	315,3	419,6	-25%	-104
Serviços Comerciais Partilhados (1)	126,6	127,3	-0,6%	-1
Outros (6)	93,2	47,9	95%	+45
Total	535,2	594,9	-10%	-60

Destinos de Gás (TWh)	9M11	9M10	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	18,1	19,2	-5,7%	-1
Vendido a Clientes Finais - Retalho Liberalizado (7)	23,6	23,8	-1%	-0
Total	41,6	43,0	-3,2%	-1

EBITDA das actividades liberalizadas ascendeu a €298M nos 9M11, suportado por uma queda de 23% 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 €60M nos 9M11, ainda que suportada por uma recuperação de 6% no 3T11 (vs. 3T11), decorrente de uma subida na margem unitária alcançada. A margem bruta de electricidade no 3T11 foi influenciada por volumes estáveis e uma margem média unitária inferior (€11/MWh nos 9M11 vs. €9/MWh nos 9M10). Estes impactos foram apenas parcialmente compensados por um 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 2x a nossa produção, traduzindo as condições de mercado e a nossa estratégia de abastecimento de gás flexível.

Volumes: O volume total vendido ascendeu a 37TWh nos 9M11, suportado por vendas a clientes finais ligeiramente mais altas (+1,3%, suportado por Portugal). Por sua vez, o volume vendido no mercado grossista recuou 4% reflectindo menos oportunidades de arbitragem (fruto de preços de pool mais altos). Nos 9M11, a nossa produção desceu 7%, já que a maior produção a carvão (+30% nos 9M10), decorrente de uma paragem mais longa do que esperado na central de Aboño em 2010 e da implementação do RDL 1221/10 em Espanha (Fev-11), não compensou a menor produção hídrica (-18%) e de CCGTs (-20%). As compras de electricidade na pool subiram 3% nos 9M11. Face ao 2T11, o 3T11 ficou marcado por uma menor diferença entre o custo de produção própria térmica e de compras de electricidade, a par do aumento de competitividade-custo das centrais o carvão face às CCGTs. Desta forma, a produção a carvão cresceu 59% no 3T11 (vs. 3T10), enquanto as compras de electricidade se mantiveram estáveis, a produção hídrica recuou 31% e a produção em CCGTs caiu 22%.

Margens ⁽³⁾⁽⁴⁾: A margem média alcançada foi €9/MWh nos 9M11 (-25% vs. 9M10), suportada por uma subida de 7% no 3T11 (vs. 3T10). Esta evolução reflecte os termos previamente contratados com clientes (e anteriormente divulgados) e menores ganhos de arbitragem. O custo médio da electricidade vendida subiu 29% nos 9M11, 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 (+34%), decorrente de um preço médio na pool mais alto. O preço médio de venda subiu 16% nos 9M11, impulsionado por um preço médio de venda em mercado grossista 31% mais alto e um preço de venda a clientes de retalho 9% mais elevado.

Para 2011, a EDP tem já 30TWh de vendas de electricidade estimadas contratadas com clientes e c100% 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 está a adaptar a sua estratégia de 'hedging' às actuais condições de mercado, favorecendo vendas de gás em mercados grossistas. Neste sentido, a EDP contratou com clientes 10TWh de vendas de electricidade. Assim, a EDP tem contratada margem para cerca de 2/3 da produção esperada das centrais a carvão e do montante de gás comprometido.

O nosso abastecimento de gás em 2011 baseia-se num portfólio anual de 4,3bcm afecto a contratos de longo prazo. O consumo de gás caiu 3% nos 9M11, para 42TWh (36,68bcm) suportado por vendas a clientes mais 1% manis baixas e um menor consumo nas nossas centrais.

(1) Inclui EDP Sol. Comerciais, a empresa de serviços comerciais partilhados em Portugal; (2) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. 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; (7) Excluindo vendas às nossas unidades de cogeração

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	9M11	9M10	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	356,9	374,5	-5%	-18
Portugal	90,8	137,3	-34%	-47
Espanha	263,6	232,1	14%	+32
Ajustamentos	2,5	5,1	-51%	-3
Fornecimentos e serviços externos	42,8	41,4	3,3%	+1
Custos com pessoal	28,7	25,3	13,4%	+3
Custos com benefícios sociais	1,3	1,3	-3,2%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	30,8	17,5	76%	+13
Custos Operacionais Líquidos (1)	103,5	85,5	21,1%	+18
EBITDA	253,4	289,0	-12%	-36
Provisões	(4,8)	38,8	-	-44
Deprec. e amortizações líquidas	166,9	149,5	12%	+17
EBIT	91,3	100,7	-9%	-9
Empregados (#)	768	779	-1,4%	-11

Dados-chave	9M11	9M10	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	11.762	12.637	-6,9%	-875
CCGT	5.759	7.202	-20,0%	-1.443
Carvão	3.727	2.871	30%	+857
Hidroelétrica	1.403	1.712	-18%	-309
Nuclear	872	853	2,3%	+20
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	40,1	34,7	16%	+5,4
CCGT	59,8	49,9	20%	+9,9
Carvão	31,5	26,0	21%	+5,4
Hidroelétrica	4,5	0,7	513%	+3,7
Nuclear	4,0	3,7	7,5%	+0,3
Factores de Utilização (%)				
CCGT	24%	33%	-	-10p.p.
Carvão	39%	30%	-	9p.p.
Hidroelétrica	24%	29%	-	-5p.p.
Nuclear	86%	84%	-	2p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (3)	7,1	6,6	8%	+1
Licenças gratuitas (3)	8,1	7,4	9,5%	+1

Investimento Operacional (€ M)	9M11	9M10	Δ%	Δ Abs.
Expansão	235,5	203,5	16%	+32
CCGT	-	46,5	-	-46
Hidroelétrica	235,5	157,0	50%	+78
Manutenção	24,3	46,6	-48%	-22
Recorrente	24,3	46,9	-48%	-23
Não recorrente (ambiental)	-	(0,3)	-	+0
Total	259,8	250,0	3,9%	+10

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

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

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

A produção das nossas centrais desceu 7% nos 9M11 (-21% no 3T11 vs. 3T10), para 11,9TWh, reflectindo o impacto misto de (ii) maior produção a carvão (+0,9TWh) e (ii) menor produção em CCGTs (-1,4TWh) e hídrica (-0,3TWh). Como resultado da produção a carvão mais alta, as emissões de CO₂ subiram 8% nos 9M11 mas, ainda assim, ficaram aquém das licenças gratuitas atribuíveis ao período (-12%). O custo médio de produção unitário da nossa produção em mercado subiu para €40/MWh nos 9M11 (+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 30% nos 9M11, suportada pela paragem mais longa do que previsto em Aboño 2, em 2010, e pela implementação do RDL 1221/10 (carvão doméstico), em Espanha. O factor médio de utilização subiu 9p.p. vs. 9M10, para 39% nos 9M11, mantendo-se claramente acima da média de Espanha (32%). 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 contratada para um volume equivalente a 1,3TWh/ano. O **custo médio da produção** a carvão situou-se em €32/MWh (+21%) nos 9M11, impulsionado pelo custo de carvão mais alto.

CCGTs: A produção desceu 20% nos 9M11, fruto de uma queda de 10pp no factor médio de utilização, para 24%. Esta evolução resultou de um agravamento do custo de produção e pela entrada em vigor do RDL 1221/10. O **custo médio de produção** subiu 20% nos 9M11, fruto de um custo de gás mais alto e menor volume de produção. A capacidade instalada aumentou 13%, para 3,7GW em Set-11, suportada pelo arranque de Soto 5 em Dez-10 (428MW em Espanha). A partir de Jan-11, as nossas centrais em Portugal (2,039MW) recebem também garantia de potência: €20/kW/ano, em linha com Espanha.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica recuou 18% nos 9M11, fruto de uma pluviosidade elevada nos 9M10. A produção nuclear subiu 2% devido a uma subida do factor médio de utilização (+2pp).

Nos 9M11, o volume vendido em mercados complementares atingiu 3,5TWh (vs. 2,1TWh nos 9M10). A implementação do RDL 1221/10 justificou um acréscimo na produção da nossa central Soto 3 e, bem assim, nos volumes vendidos em mercado de restrições.

Os **custos operacionais** líquidos⁽¹⁾ ascenderam a €104M nos 9M11 (+21% vs. 9M10), impulsionados pelo efeito da aplicação do RDL 14/2010, em Espanha (+€13M), e pelo acréscimo de capacidade instalada. As **amortizações líquidas** subiram 12% influenciadas pelo aumento de capacidade instalada e maiores horas de funcionamento das centrais a carvão.

O **investimento operacional em produção liberalizada** ascendeu a €260M, 91% do qual referente ao desenvolvimento de nova capacidade hídrica. Este investimento de expansão foi maioritariamente canalizado para os 8 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 4T11. Um terceiro projecto arrancará com operações em meados de 2012: Alqueva II, com 256MW. O investimento em manutenção ascendeu a €24M nos 9M11.

(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			
	9M11	9M10	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	178,3	220,3	-19,1%	-42
Fornecimentos e serviços externos	124,8	122,3	2,0%	+2
Custos com pessoal	36,4	33,8	7,7%	+3
Custos com benefícios sociais	2,9	4,1	-29,2%	-1
Outros custos operacionais (líq.)	2,8	0,5	502%	+2
Custos Operacionais Líquidos (2)	166,8	160,6	4%	+6
EBITDA	11,5	59,7	-81%	-48
Provisões	(0,1)	12,8	-	-13
Depreciações e amortizações líquidas	14,4	14,6	-1,4%	-0
EBIT	(2,8)	32,3	-	-35

DR Operacional (€ M)	Comercialização Gás			
	9M11	9M10	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	59,5	68,5	-13,2%	-9
Fornecimentos e serviços externos	16,2	17,6	-7,9%	-1
Custos com pessoal	2,4	2,6	-10%	-0
Custos com benefícios sociais	0,1	0,0	20%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	8,1	9,8	-17,6%	-2
Custos Operacionais Líquidos (2)	26,7	30,0	-11,2%	-3
EBITDA	32,8	38,5	-14,7%	-6
Provisões	-3,2	0,0	-	-3
Depreciações e amortizações líquidas	0,7	0,3	143%	+0
EBIT	35,4	38,2	-7%	-3

Dados-chave	9M11	9M10	Δ%	Δ Abs.
Electricidade em Portugal				
Volume Vendido (GWh)	6.843	6.480	5,6%	+363
Quota de Mercado (%)	42%	52%	-	-10 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	54,5	51,9	5,1%	+3
Número de Clientes (mil)	293	305	-3,9%	-12
Electricidade em Espanha				
Mercado Livre				
Volume Vendido (GWh)	15.588	15.579	0,1%	+8
Quota de Mercado (%)	12%	12%	-	0 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	57,4	51,5	12%	+6
Número de Clientes (mil)	695	615	13%	+80
Comercial. Último Recurso				
Volume Vendido (GWh)	637	876	-27%	-238
Número de Clientes (mil)	324	383	-16%	-60
Gás em Espanha & Portugal				
Espanha - Volume Vendido (GWh)	20.622	20.600	0,1%	21
Espanha - Quota Mercado (%)	11%	11%	-	0 p.p.
Portugal - Volume Vendido (GWh)	5.203	4.644	12%	558
Portugal - Quota Mercado (%) (3)	15%	37%	-	-22 p.p.
Margem Bruta Média (€/MWh)	0,7	1,2	-45%	-1
Número de Clientes (mil)	796	825	-3,5%	-28
Investimento Oper. (Electr.&Gás, P. Ib.)	8,5	8,6	-0,7%	-0
Empregados (Port&Esp, P. Ibérica)	1.014	933	8,7%	+81

As subsidiárias do grupo EDP que operam na comercialização liberalizada têm contratos intra-grupo de abastecimento de electricidade e gás com outras empresas do grupo EDP. 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 contribuição desta empresa para o EBITDA foi de €23M nos 9M11 vs. €19M nos 9M10.

Comercialização de electricidade em Portugal – Os volumes vendidos a clientes no mercado livre cresceu 6% no período para 6,8TWh nos 9M11, reflectindo, em parte, a captação de 2 novos grandes clientes industriais. A quota de mercado da EDP manteve-se estável nos 42% no 3T11, abaixo dos 48% alcançados no 3T10, reflexo de uma concorrência intensa no mercado livre e da falta de competitividade do mercado livre no segmento residencial face às tarifas reguladas, conjugados com o enfoque da EDP nos segmentos mais atractivos. O preço médio de venda subiu 5% no período para €55/MWh nos 9M11. Devido a um aumento do custo médio com a compra de energia e das tarifas de acesso, a margem média unitária diminuiu.

Comercialização de electricidade em Espanha – Os volumes vendidos aos nossos clientes no mercado livre permaneceu estável no período, nos 15,6TWh relativamente aos 9M11, suportado pela expansão da carteira de clientes (+13%). A nossa quota de mercado fixou-se nos 12%, evidenciando a capacidade da EDP para manter uma quota em comercialização que é o dobro da quota na produção. De notar que o crescimento observado no número de clientes resultou da nossa estratégia de enfoque nos segmentos/clientes mais atractivos, enquanto o volume fornecido permaneceu estável em relação ao 2T11. O preço médio de venda cifrou-se nos €57/MWh nos 9M11, o que representa um crescimento de 12% no período, embora com margens unitárias menores.

Comercialização de gás em Portugal & Espanha – O volume comercializado em Espanha permaneceu estável nos 20,6TWh face aos 9M10 (-17% vs. 2T11), reflexo de uma quota de mercado de 11% e de condições de mercado exigentes. Em Portugal, os volumes comercializados totalizaram 5,2TWh nos 9M11 (+12% vs. 9M10), tendo no entanto recuado 25% em relação ao 2T11, devido a impacto de sazonalidade e paragens em alguns clientes. A margem bruta unitária ibérica fixou-se nos €0,7/MWh nos 9M11, reflectindo condições de mercado desfavoráveis.

Perspectivas:

As margens de comercialização de electricidade e gás, tanto em Portugal como em Espanha, deverão manter-se sob pressão no último trimestre de 2011, devido ao efeito conjunto de preços elevados na pool (electricidade), de tarifas de último recurso competitivas e de um exigente ambiente concorrencial.

Em termos de volumes, espera-se que os mercados livres em Portugal e Espanha continuem a crescer, enquanto que a concorrência deverá permanecer intensa. Ainda assim, as vendas de gás a clientes industriais (Portugal e Espanha) nos próximos trimestres deverão ser penalizadas pelo desvio de gás para mercados grossistas, onde as margens são relativamente mais atractivas. Em Portugal, o processo de liberalização do mercado eléctrico em curso deverá proporcionar um estímulo adicional à expansão do mercado livre. De notar que a tarifa transitória de último recurso, penalizadora e aplicável aos grandes clientes em Portugal (abrangendo todos os segmentos à excepção dos de baixa tensão normal), cujo fim estava previsto a partir de 1-Jan-2012, foi prolongada para o ano 2012, uma vez que se antecipa que alguns destes clientes ainda permaneçam sob esta opção tarifária a 31-Dez-2011. Espera-se que estes clientes passem progressivamente para o mercado livre até final de 2012. Relativamente aos clientes residenciais e pequenos comércio (baixa tensão normal), o fim da tarifa de último recurso está previsto a partir de 1-Jul-2012, para os clientes com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA e acima ou igual a 10,35 kVA, e a partir de 1-Jan-2013 para os clientes com potência contratada abaixo de 10,35 kVA. Para estes segmentos, espera-se que seja também definido um período de transição pelo que a transferência destes clientes para o mercado livre deverá ser progressiva.

(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)			
	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	689,2	587,2	17%	+102
Forn. e serviços externos	164,5	142,6	15%	+22
Custos com Pessoal	42,4	38,2	11%	+4
Outros custos operac. (líq.)	(66,1)	(66,7)	-0,9%	+1
Custos Operacionais Líq. (1)	140,9	114,1	23%	+27
EBITDA	548,3	473,1	16%	+75
Provisões	(0,3)	(0,1)	-	-0
Amortizações líquidas	309,3	306,9	0,8%	+2
EBIT	239,4	166,3	44%	+73
Result. alienação act. financ.	10,0	-	-	+10
Resultados financeiros	(176,5)	(120,3)	47%	-56
Resultados em associadas	3,7	2,9	29%	+1
Resultados Antes de Impostos	76,6	48,9	57%	+28
IRC e impostos diferidos	15,2	25,8	-41%	-11
Operações descontinuadas	-	-	-	-
Result. líquido do período	61,4	23,1	166%	+38
Accionistas da EDPR	62,6	22,2	182%	+40
Interesses não controláveis	(1,2)	0,9	-	-2

Dados gerais	9M11	9M10	Δ %
Capacid. Instalada (MW)	6.959	6.181	13%
Europa	3.553	3.066	16%
EUA	3.323	3.101	7,1%
Brasil	84	14	507%
Electric. Produzida (GWh)	11.975	9.818	22%
Europa	5.240	4.615	14%
EUA	6.632	5.178	28%
Brasil	103	24	322%
Factor méd. utilização (%)	28%	28%	0 p.p.
Preço méd. venda (€/MWh)	57,8	59,8	-3,4%
EBITDA (€m)	548,3	473,1	16%
Europa	357,7	307,1	16%
EUA	197,3	180,4	9,4%
Outros e Ajustamentos	(6,7)	(14,4)	-54%
EBIT (€m)	239,4	166,3	44%
Europa	201,0	156,2	29%
EUA	49,5	26,6	86%
Outros e Ajustamentos	(11,1)	(16,5)	-33%
Investim. Operac. (€m) (2)	516,1	1.119,6	-54%
Europa	216,1	389,8	-45%
EUA	236,2	698,2	-66%
Brasil	59,8	22,4	167%

Dados da Acção	9M11	9M10	Δ %
Cotação no fim do período (€/acção)	4,09	4,15	-1,4%
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-
Dados relevantes de Balanço (€M)	9M11	9M10	Δ %
Empréstimos bancários e outros (Líq.)	671,5	255,2	-
Dívida c/ empresas EDP (Líq.)	2.775,4	2.660,2	4,3%
Dívida Líquida	3.446,9	2.915,4	18%
Interesses não controláveis	114,8	118,4	-3,0%
Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (3)	965,4	1.003,1	-3,8%
Valor Contabilístico	5.295,8	5.202,3	1,8%
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,35	1,36	-1,1%
Resultados Financeiros (€ M)	9M11	9M10	Δ %
Juros financeiros líquidos	(139,4)	(118,5)	-18%
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(46,3)	(48,4)	4,3%
Custos capitalizados	29,3	52,2	-44%
Diferenças Cambiais	(15,8)	5,4	-
Outros	(4,2)	(11,1)	62%
Resultados Financeiros	(176,5)	(120,3)	-47%
Dados Operacionais	9M11	9M10	Δ %
Empregados (#)	818	818	-
Onex / MW Médio em operação (€/mil)(4)	44,8	47,1	-4,8%

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 Espanha (38% do EBITDA da EDPR nos 9M11) e os EUA (35%). Os restantes mercados incluem Portugal (16%), França, Polónia, Roménia, Bélgica e Brasil (estes cinco representam 12% do EBITDA da EDPR nos 9M11).

O EBITDA da EDPR subiu 16% no período (+€75M) para €548M nos 9M11, em linha com o aumento de 13% da capacidade para 6.959MW a Set-11. Os motores de crescimento foram: (1) **Espanha (EBITDA +€24M)**, incluindo resultados de coberturas, reflectindo um aumento da capacidade em 160MW (20% do total instalado), um aumento do preço médio de venda (+6%), que se deveu essencialmente à forte recuperação do preço médio obtido na “pool” (+45%), e um factor médio de utilização inferior (-1pp para 25% nos 9M11); e (2) os **EUA (EBITDA +€17M)**, incluindo -€14m de impacto cambial, devido a 221MW de nova capacidade (28% do total instalado), um factor médio de utilização superior (+2pp para 31% nos 9M11) e um preço médio de venda inferior (-8%). O EBITDA do Mercado Europeu não Ibérico aumentou €25M, reflexo de um aumento da capacidade em 323MW (42% do total instalado), no seguimento do início das operações na Roménia (+228MW) e da entrada em operação de 70MW na Polónia (com um preço de venda superior à média do “portfólio”).

As amortizações líquidas aumentaram em apenas €2m, na medida em que a expansão do portfólio eólico da EDPR foi essencialmente compensada pela extensão (de 20 para 25 anos) da vida útil dos activos eólicos. O EBIT da EDPR subiu 44% (+€73M) para €239M nos 9M11.

A dívida líquida da EDPR aumentou 18% no período (+€0,5MM) para €3,4MM a Set-11, reflexo do investimento em nova capacidade, do pagamento, em Abr-11, de €231M pelo aumento de 80% para

100% da participação da EDPR no capital da Genesa (sub-holding espanhola), e de uma ligeira apreciação de 1% do Dólar face ao Euro. A Set-11, 37% da dívida da EDPR estava denominada em USD. Os empréstimos concedidos pela EDP, que representam 81% da dívida líquida da EDPR, estão contratados a taxas fixas. A dívida da EDPR contraída fora do grupo EDP, que respeita essencialmente a “project finance” de longo prazo, aumentou em €416M, reflexo da execução de “project finance” adicionais para parques eólicos na Polónia (liquidação financeira no 4T10), Roménia (3T11) e Brasil (3T11). Os **passivos relativos a parcerias institucionais** nos EUA diminuíram em apenas €38M no período, tendo aumentado em €100M face a Jun-11, para €965M a Set-11, reflectindo a assinatura, em Jul-11, de um novo acordo com parceiros institucionais para um financiamento no valor de USD 116M (referentes ao parque eólico de 99MW Timber Road II, situado no Ohio).

As **despesas financeiras líquidas** aumentaram 47% no período (+€56M): i) os encargos com juros líquidos aumentaram 18% (+€21M), devido a uma subida da dívida bruta média da EDPR (de €3,0MM nos 9M10 para €3,5MM nos 9M11) e a um aumento do custo médio da dívida (de 5,0% nos 9M10 para 5,4% nos 9M11) – entre Jun-11 e Set-11, o custo médio da dívida diminuiu 20pb, reflectindo as taxas atractivas dos “project finance” do Brasil e Roménia recentemente executados; ii) as diferenças cambiais (-€21M) foram negativamente afectadas pela elevada volatilidade cambial da moeda de países fora da zona Euro, nomeadamente da Polónia e da Roménia, onde a EDPR detém alguns projectos financiados em Euros; iii) os custos capitalizados diminuíram €23M no seguimento de uma redução do imobilizado em curso. Nos 9M11, a EDPR registou um ganho de €9M relacionado com a venda de uma participação de 16.67% num parque eólico espanhol de 74MW. Em conclusão, o **resultado líquido da EDPR aumentou €40M no período para €63M nos 9M11**.

(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	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	3.323	3.101	7,1%	+221
Em "PTC"	2.024	2.024	0,0%	-
Em "cash grant flip"	500	301	66%	+200
Em "cash grant"	799	776	3,0%	+23
Factor médio de utilização (%)	31%	30%	-	1,6 p.p.
Preço médio de venda (USD/MWh)	45,5	49,4	-7,8%	-3,9
Euro/USD - Taxa média do período	1,41	1,31	7,0%	+0,09
CAE/Coberturas				
Capacidade instalada (MW) (1)	2.659	2.003	33%	+656
Electricidade produzida (GWh)	4.788	3.761	27%	+1.027
Preço médio de venda (USD/MWh)	50,5	54,7	-7,7%	-4,2
Mercado				
Capacidade instalada (MW) (1)	664	1.098	-40%	-435
Electricidade produzida (GWh)	1.844	1.417	30%	+427
Preço médio de venda (USD/MWh)	30,2	33,8	-11%	-3,7
Margem Bruta (USD M)	299	255	17%	+44
Receitas PTC & Outras (USD M)	112	99	14%	+13
Margem Bruta Ajustada (USD M)	411	353	16%	+57
EBITDA (USD M)	277	237	17%	+40
EBIT (USD M)	70	35	99%	+35
Inv. Operacional Líquido (USD M)	332	918	-64%	-586
Inv. Operacional Bruto	333	918	-64%	-585
"Cash grant" recebido	-1	-	-	-1
Capacidade em construção (MW)	314	122	157%	+192

Espanha	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.194	2.035	7,8%	+160
Factor médio de utilização (%)	25%	26%	-	-1 p.p.
Preço médio obtido pool (€/MWh)	46,4	32,0	45%	+14,4
Preço médio final venda (€/MWh) (2)	82,6	78,0	5,8%	+4,5
Capacidade - Regime Transitório				
Capacidade instalada (MW)	1.153	1.153	0,0%	-
Electricidade produzida (GWh)	1.815	1.982	-8,4%	-167
Capacidade - RD 661/2007				
Capacidade instalada (MW)	1.042	882	18%	+160
Electricidade produzida (GWh)	1.525	1.073	42%	+453
Resultados da Cobertura (€ M)	(5,7)	11,2	-	-17
Margem Bruta (€ M) (2)	275	237	16%	+38
EBITDA (€ M) (2)	213	189	12%	+24
EBIT (€ M) (2)	111	87	27%	+24
Investimento operacional (€ M)	116	125	-7,2%	-9
Capacidade em construção (MW)	57	216	-74%	-159

Nos EUA, a capacidade aumentou 221MW, reflexo: (1) da entrada em operação de Kitittas Valley no 4T10 (101MW no Estado de Washington; produção vendida no WECC; incentivos fiscais recebidos através de "cash flip deal"); (2) da entrada em operação de Timber Road II (99MW no Ohio; produção vendida através de CAE; incentivos fiscais recebidos através de "cash flip deal"); (3) da entrada em funcionamento de 15MW com a conclusão de Top Crop II (198MW no Illinois; produção vendida através de CAE; incentivos fiscais recebidos através de "cash grant"); (4) da entrada em funcionamento de 15MW com a conclusão de Meadow Lake IV (99MW no Indiana; produção vendida no PJM, sendo que 25MW têm um CAE para a venda da produção a partir de Jun-12; incentivos fiscais recebidos através de "cash grant").

O preço médio de venda (excluindo receitas com incentivos fiscais) da energia vendida através de CAE/coberturas caiu 8%, fruto dos novos contratos assinados apresentarem preços iniciais inferiores, que beneficiam de taxas de actualização anual superiores, e de menores receitas associadas a compensações por cortes na transmissão. O preço médio de venda em mercado caiu 11% devido a menores preços de mercado nas regiões onde vendemos a nossa produção. No total, o preço médio de venda nos EUA caiu 8% no período para USD46/MWh. O factor médio de utilização aumentou 1,6pp para os 31% nos 9M11. **Nos 9M11, a margem bruta ajustada (incluindo receitas de PTCs - Production Tax Credits) subiu USD57M, o EBITDA aumentou USD40M e o EBIT subiu USD35M.** Em Set-11, a EDPR tinha em construção 314MW nos EUA: (1) 99MW do parque eólico Blue Canyon VI, localizado no Oklahoma (SPP), cuja entrada em operação está prevista para o final deste ano e que beneficia de características bastante atractivas, nomeadamente de baixo investimento e de um elevado recurso eólico (acima dos 40%); e (2) 215MW do parque eólico Marble River em Nova Iorque (NYISO/NEISO), com entrada em funcionamento prevista para 2012, estando um CAE de 10 anos associado a este parque para a venda dos "Renewable Energy Certificates" (RECs). De notar que em Dez-10 o governo americano prolongou o prazo de validade da opção fiscal "cash grant" para os parques eólicos cuja construção se inicie 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 variável correspondente a 'preço médio obtido na "pool" + prémio fixo (€38,3/MWh)' – no início de 2013, os parques que estejam sob este regime transitam para o regime do RD 661/2007; (2) no regime do RD 661/2007, aplicável a todos os parques eólicos que entraram em operação após 2008, e que concede aos produtores duas opções: (a) uma tarifa variável equivalente a 'preço médio obtido na "pool" + prémio (€20,1/MWh reflexo de uma redução temporária de 35% até final de 2012)', com um máximo (€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 (incluindo máximos, mínimos e prémio) são actualizadas à inflação ("CPI-X") e garantidas por 20 anos. A EDPR está a transferir a sua capacidade sujeita ao RD 661/2007 da opção de tarifa variável para a opção de tarifa fixa, actualmente mais atractiva (a Set-11, c92% da capacidade abrangida pelo RD 661/2007 estava a ser remunerada pela opção de tarifa fixa).

O EBITDA da EDPR em Espanha, incluindo resultados com coberturas, ascendeu a €213M nos 9M11 (+€24M), verificado também ao nível do EBIT, o que traduz um nível estável de amortizações líquidas, uma vez que o impacto associado ao aumento da capacidade instalada foi compensado pela mencionada extensão da vida útil dos parques eólicos. A EDPR expandiu o seu portfólio de capacidade em Espanha em 160 MW (145W nos 9M11). O preço médio obtido na "pool" pela EDPR aumentou 45%, reflexo do preço da "pool" anormalmente baixo que caracterizou os 9M10 devido a níveis de produção hídrica e eólica muito elevados. Este crescimento do preço da "pool" suportou uma subida de 20% da tarifa média do regime transitório para €90/MWh. A tarifa média aplicada à capacidade abrangida pelo RD661/2007 atingiu os €77/MWh, valor em linha com o mínimo da opção de tarifa variável, e abaixo da opção de tarifa fixa. Prosseguindo a sua estratégia de cobertura de preços para a capacidade abrangida pelo regime transitório, foram vendidos 1.226GWh a prazo nos 9M11. A tarifa média eólica em Espanha, incluindo os resultados com coberturas, subiu 6% para €83/MWh, o que compensou um factor médio de utilização ligeiramente inferior (-1pp para 25% nos 9M11). **Para todo o ano 2011,** a EDPR vendeu a prazo 1,6 TWh da produção abrangida pelo regime transitório, a um preço médio de €44/MWh, e tem ainda um "collar" contratado para 0,4 TWh, a um preço entre €35 e €55/MWh. **Para 2012,** a EDPR vendeu a prazo 1.1TWh a um preço médio de €52/MWh. A EDPR tem actualmente 57MW em construção em Espanha.

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

(2) Inclui os ganhos/perdas de cobertura

EDP Renováveis: Portugal, Resto da Europa & Brasil



Portugal	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	599	595	0,7%	+4
Factor médio de utilização (%)	26%	27%	-	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.027	1.045	-1,7%	-18
Preço médio de venda (€/MWh)	103	100	3,0%	+3
Margem Bruta (€ M)	107	106	1,2%	+1
EBITDA (€ M)	88	87	0,8%	+1
EBIT (€ M)	66	61	9,0%	+5
Investimento operacional (€ M)	1	2	-50%	-1
Capacidade em construção (MW)	15	-	-	+15
ENEOP Capacidade Instalada (MW)	321	146	120%	+175

Resto da Europa (2)	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
França & Bélgica				
Capacidade instalada (MW)	341	316	7,9%	+25
Factor médio de utilização (%)	21%	22%	-	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	474	404	17%	+70
Preço médio de venda (€/MWh)	90	90	0,2%	+0
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	190	120	58%	+70
Factor médio de utilização (%)	24%	22%	10%	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	237	111	113%	+126
Preço médio de venda (PLN/MWh)	450	436	3,3%	+14
Euro/PLN - Taxa média do período	4,02	4,00	0,4%	+0,02
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	228	-	-	+228
Factor médio de utilização (%)	16%	-	-	-
Electricidade produzida (GWh)	161	-	-	+161
Preço médio de venda (RON/MWh)	374	-	-	-
Euro/RON - Taxa média do período	4,21	-	-	-
Margem Bruta (€ M)	83	48	75%	+36
EBITDA (€ M)	61	36	70%	+25
EBIT (€ M)	29	14	107%	+15
Investimento operacional (€ M)	99	262	-62%	-163
Capacidade em construção (MW)	99	336	-71%	-237

Brasil	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	84	14	507%	+70
Factor médio de utilização (%)	34%	27%	-	7 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	103	24	322%	+79
Preço médio de venda (€/MWh)	277	252	9,9%	+25
Euro/Real - Taxa média do período	2,29	2,34	-2,0%	-0,05
Margem Bruta (R\$ M)	28	6	364%	+22
EBITDA (R\$ M)	18	1	-	+16
EBIT (R\$ M)	11	(1)	-	+12
Investimento operacional (R\$ M)	137	53	161%	+85
Capacidade em construção (MW)	-	70	-	-70

Em Portugal, o factor médio de utilização diminuiu 1pp para os 26% nos 9M11, o que se traduziu numa ligeira redução de 2% da produção eólica, enquanto a tarifa média aumentou 3%, reflexo da indexação à inflação no período. As tarifas eólicas em Portugal estão indexadas à inflação e definidas por 15 anos. **O EBITDA foi de €88M nos 9M11, tendo evidenciado um aumento de €1M** (similar à performance da margem bruta). No final de Set-11, a EDPR tinha 15MW em construção em Portugal (novo parque e repotenciações). 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). A capacidade eólica da ENEOP é remunerada a c€74/MWh, estabelecidos de forma competitiva e inferiores à tarifa aplicável aos parques mais antigos operados pela EDPR, estando igualmente indexada à inflação e garantida por 15 anos. A Jun-11 a ENEOP tinha 802MW em operação (321MW atribuíveis à EDPR) e 12MW em fase de construção (5MW atribuíveis à EDPR).

Nos mercados europeus fora da P. Ibérica, o EBITDA subiu €25M no período para €61M nos 9M11, e o EBIT aumentou €15M para €29M nos 9M11.

Em França, a EDPR tem 284MW de capacidade em operação (25 MW instalados nos últimos 12 meses) 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. Nos 9M11, a tarifa média da EDPR em França atingiu os €86/MWh (+3% 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) vende a sua produção no mercado à vista (preço médio base de PLN201,9/MWh nos 9M11, +5% 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. A EDPR aumentou a sua capacidade instalada na Polónia em 70MW nos 9M11, através da entrada em operação do parque eólico Korsze, que 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 os 9M11, entraram em operação os parques eólicos Cernavoda I&II, 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, tendo o preço de venda destes CVs 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, nos 9M11 a EDPR recebeu ainda apenas 1 CV por MWh produzido, o que, associado à fase inicial de testes dos nossos 2 parques eólicos na Roménia, justificou um preço médio de venda de RON374/MWh nos 9M11. De notar que a EDPR executou recentemente estruturas “project finance” para um total de 228MW na Roménia, num global de €188M.

Em Itália, no 2T11, a EDPR iniciou a construção do seu primeiro parque eólico com 20MW de capacidade. Em Itália, para a capacidade instalada até Dez-12, os produtores eólicos recebem pela electricidade produzida o preço de mercado mais um CV até 2015; O regime tarifário para depois de 2015 ainda não está definido, no entanto espera-se um regime baseado numa tarifa fixa.

No Brasil, o parque eólico Tramandaí, de 70MW, entrou em operação no 2T11. A EDPR estabeleceu recentemente um “project finance” com o BNDES no montante de R\$228M para este parque. O referido parque está remunerado ao abrigo do PROINFA a uma tarifa fixa (em linha com a tarifa média actual da EDPR) actualizada à inflação por um período de 20 anos. O factor médio de utilização aumentou 7pp no período para 34% nos 9M11, enquanto o preço médio de venda aumentou 10% para R\$277/MWh.

Distribuição de Electricidade e Comercialização de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	962,2	998,7	-3,7%	-37
Fornecimentos e serviços externos	246,8	242,5	1,8%	+4
Custos com pessoal	88,3	101,6	-13%	-13
Custos com benefícios sociais	12,7	68,1	-81,3%	-55
Rendas de concessão	181,8	178,8	1,7%	+3
Outros custos operacionais (líquidos)	(28,9)	(7,3)	-	-22
Custos Operacionais Líquidos (1)	500,6	583,7	-14,2%	-83
EBITDA	461,5	415,1	11,2%	+46
Provisões	3,1	1,7	76%	+1
Depreciações e amortizações líquidas	184,3	178,6	3,2%	+6
EBIT	274,2	234,8	17%	+39

Margem Bruta	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	962,2	998,7	-3,7%	-37
Mg bruta regulada - período actual	952,5	992,8	-4,1%	-40
Mg bruta não-regulada	9,6	6,0	62%	+4
Rede de Distribuição				
Prov. regulados - período actual (€ M)	875,5	911,1	-3,9%	-36
Electricidade distribuída (GWh)	34.879	35.539	-1,9%	-660
Clientes ligados à rede (mil)	6.153,6	6.143,8	0,2%	+10
Comercialização de Último Recurso				
Prov. regulados - período actual (€ M)	78,7	83,5	-5,7%	-5
Clientes fornecidos (mil)	5.790,0	5.802,5	-0,2%	-12
Electricidade vendida (GWh)	18.490	22.974	-20%	-4.484
Preço de compra mercado (€/MWh)	58,9	45,6	29%	+13
Activos/(Passivos) Regulatórios (€ M)				
Início do período	188,4	(508,9)	-	+697
Desvios tarifários anos anteriores (2)	65,9	381,9	-83%	-316
Gerado no período	287,7	35,0	-	+253
Outros (3)	2,9	(9,2)	-	+12
Fim do período	544,9	(101,2)	-	+646

Investimento & Custos Operac.	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (4)	335,1	344,1	-2,6%	-9
Custos control./cliente (€/cliente)	54,5	56,0	-2,8%	-2
Custos control./km de rede (€/km)	1.507,8	1.558,9	-3,3%	-51
Empregados (#)	3.633	3.765	-3,5%	-132
Investimento Operacional (€ M)	182,9	149,8	22%	+33
Rede de distribuição (Km)	222,2	220,7	0,7%	+2
Tempo de interrup. equivalente (min.) (5)	53	73	-28%	-21

O EBITDA reportado das actividades de distribuição e comercialização de último recurso ("CUR") em Portugal foi de €462M nos 9M11. No 3T11, a EDP alterou a sua política contabilística no que se refere ao custo dos juros e ao retorno estimado dos activos associados ao fundo de pensões: estes custos, até agora contabilizados como custos operacionais, são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros. Isto implicou uma diminuição nos custos com benefícios sociais de €43M nos 9M11. Excluindo o impacto desta reclassificação nos 9M10 (€44M) e a mais valia da venda de um terreno a uma empresa do grupo (€21M; sem impacto ao nível do consolidado), o EBITDA diminuiu 4% para €441M (-€19M). Este decréscimo deve-se a uma redução no consumo e no deflator do PIB implícito nas tarifas de 2011, parcialmente compensadas por uma queda de 3% nos custos operacionais controláveis.

Os proveitos regulados da actividade de distribuição caíram €36M, reflexo: (1) de -€13M provenientes de um volume de electricidade distribuída inferior à estimativa da ERSE utilizada para o cálculo dos proveitos regulados de 2011 (a electricidade distribuída caiu 1,9%, reflectindo um menor nível de consumo por parte do segmento doméstico e das PME) e (2) de um deflator do PIB de +0,5% aplicado à actualização dos proveitos regulados de 2011 (com base na média dos últimos 12 meses terminados em Jun-10), que foi abaixo do factor X de eficiência.

Os proveitos regulados da actividade de CUR diminuíram 6%, devido a uma redução da actividade. O volume de energia fornecida pela EDP Serviço Universal (EDP SU) caiu 20% para 18,5 TWh, devido à passagem de clientes para o mercado liberalizado, especialmente no segmento industrial, em linha com o calendário de liberalização do mercado Português. Em consequência, a quota de mercado da EDP SU em termos de electricidade comercializada caiu de 65% nos 9M10 para 53% nos 9M11.

Em 17-Oct-11, a ERSE publicou uma proposta preliminar para os parâmetros para o período regulatório 2012-14 e proveitos regulados para a actividade de distribuição de electricidade e CUR em Portugal (proposta final será publicada até 15-Dez-11). A ERSE propõe: (1) um aumento médio anual das tarifas de electricidade em Portugal de 4%, (2) uma taxa de retorno sobre os activos de 9,5% em 2012 numa base preliminar (vs. 8,56% em 2011), baseada no pressuposto de 780pb para os CDS da República Portuguesa e positivamente correlacionada com a média móvel desta variável (revista anualmente, taxa de retorno entre 8,0% e 11,0% para 2012-2014); (3) receitas reguladas da actividade de distribuição no montante de €1.285M para 2012; (4) receitas reguladas para a CUR de €93,8M em 2012; (4) uma previsão para o volume de electricidade distribuída em 2012 de -3% vs. as previsões da ERSE para 2011 (considerando tarifas de 2011).

Os recebimentos futuros da actividade regulada aumentaram de €188M em Dez-10 para €545M em Set-11: (1) +€249M relativos ao desvio tarifário negativo suportado pela EDP SU nos 9M11 devido: i) a um preço médio de compra de electricidade em mercado superior ao esperado (€59/MWh nos 9M11 vs. estimativa da ERSE de €47/MWh para o cálculo das tarifas de 2011); e ii) a volumes adquiridos aos PRE acima do esperado (a produção em regime especial aumentou 4% no período, 9% acima das estimativas da ERSE); (2) +€39M de desvio tarifário negativo gerado na distribuição de electricidade nos 9M11 relacionadas com um mix de consumos diferente do pressuposto inicial da ERSE; e (3) +€66M devolvidos às tarifas nos 9M11 referente a desvios tarifários positivos em anos anteriores. Em Set-11, a EDP SU vendeu sem recurso €185M referente às anuidades a serem recuperados através de tarifas em 2012 e 2013.

Relativamente à evolução futura dos recebimentos futuros da actividade regulada para a distribuição e CUR, implícita na proposta da ERSE para as tarifas de 2012, destacamos: (1) a criação de um diferimento relativo ao sobrecusto PRE de 2012 de €1.200M (a ser reduzido para €939M em Dez-12), a ser suportada pela EDP SU de acordo com o artigo 73ºA do DL nº 78/2011 de 20 de Junho, a recuperar nas tarifas no período 2012-2016 e remunerado numa base preliminar a 5,5%, (2) €560M a serem recuperados nas tarifas de 2012 referentes aos desvios negativos ocorridos em exercícios anteriores; (3) pressuposto de custo médio de compra de electricidade em 2012 nos mercados grossistas, 25% acima dos €47/MWh assumidos pela ERSE para 2011.

Os custos operacionais controláveis caíram 3% fruto de custos com pessoal inferiores, reflexo de uma diminuição do número de trabalhadores em 132 e da actualização da tabela salarial. O investimento operacional aumentou 22% com enfoque na expansão de rede e na melhoria da qualidade de serviço. O Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) acumulado nos 9M11 foi de 53 minutos o que reflecte uma melhoria significativa face aos 9M10, 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)	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	135,0	120,7	11,8%	+14
Fornecimentos e serviços externos	37,6	39,3	-4,3%	-2
Custos com pessoal	14,1	14,8	-4,6%	-1
Custos com benefícios sociais	0,7	2,8	-73%	-2
Outros custos operac. (líquidos)	(51,5)	(18,9)	-172%	-33
Custos Operacionais Líquidos (1)	1,0	37,9	-97%	-37
EBITDA	134,0	82,8	62%	+51
Provisões	0,0	-	-	+0
Deprec. e amortizações líquidas	22,3	35,5	-37%	-13
EBIT	111,7	47,2	137%	+64

Margem Bruta	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	135,0	120,7	11,8%	+14
Margem bruta regulada	124,7	112,9	10,5%	+12
Margem bruta não-regulada	10,3	7,9	31%	+2
Proveitos Regulados (€ M)	124,7	112,9	10,5%	+12
Distribuição	120,4	103,3	17%	+17
Transporte	-	5,2	-	-5
Gestão Comercial de Redes	4,4	4,4	-	-
Distribuição				
Electricidade distribuída (GWh)	7.220	6.837	5,6%	+383
Clientes ligados (mil)	654,8	649,1	0,9%	+6
Activos/(Passivos) Regulatórios (€ M) (2)				
Início do período	759,1	501,4	51%	+258
Défices tarifários anos anteriores (3)	(401,1)	64,7	-	-466
Gerado no período	155,2	150,7	3%	+5
Outros (4)	35,9	6,1	491%	+30
Fim do período	549,1	722,8	-24%	-174

Investimento & Custos Operac.	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (5)	51,7	54,1	-4,4%	-2
Custos control./cliente (€/cliente)	79,0	83,4	-5,2%	-4
Custos control./km de rede (€/Km)	2.291	2.449	-6,4%	-158
Empregados (#)	380	381	-0,3%	-1
Investimento Operacional (€ M)	29,5	26,9	9,7%	+3
Rede ('000 Km)	22,6	22,1	2,2%	+0
Tempo interrup. equiv. (min.)(7)	28	33	-16%	-5

O EBITDA da actividade distribuição de electricidade em Espanha cresceu 62% para €134M nos 9M11 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 €18M no 9M11 (+€5M face ao 9M10) consequência da aplicação da IFRIC18 ⁽⁶⁾; e iii) €5,2M de proveitos regulados da actividade de transporte incluídos no 9M10 (activos vendidos no 1T11)

Excluindo estes impactos, o **EBITDA recorrente cresceu 38% no período (+€25M)**, fruto de um aumento nos proveitos regulados da distribuição e de uma maior eficiência.

Os proveitos regulados totalizaram €125M no 9M11, aumentando 11% no período como resultado de proveitos regulados superiores na actividade de distribuição (+€17M) 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 (€5M) em virtude de esta actividade ter sido vendida à REE no 1T11, por forma a cumprir a cumprir a Lei 17/2007 de 4 de Julho, que obriga as empresas distribuidoras a alienarem os seus activos de transporte à REE.

A electricidade distribuída pela HC essencialmente na região das Astúrias, aumentou 6% no período, suportado por um aumento da base de clientes (+1%) e reflectindo um forte crescimento da procura no segmento industrial e fraca base de comparação (no 3T10 o consumo foi afectado por paragem não programada num grande cliente industrial). De realçar que a electricidade consumida pelos segmentos de alta e média tensão aumentou 9%.

No 3T11 o governo Espanhol aumentou a tarifa de último recurso (TUR) em 1,5% baseada num custo médio em *baseload* da electricidade de €53/MWh, tendo as tarifas de acesso ficado inalteradas face ao trimestre anterior. Para o 4T11, a TUR ficará inalterada baseada num custo médio em *baseload* da electricidade de €58/MWh e as tarifas de acesso irão diminuir 11% face ao trimestre passado.

Nos 9M11 foi securitizado um total de €8,5MM do deficit tarifário Espanhol pelo FADE (o fundo responsável pela securitização) dos quais cerca de €435m correspondem à HC Energia.

No final de Set-11 o **montante de recebimentos futuros da actividade regulada** totalizava €549M (incluindo juros/actualizações financeiras): i) €155M do défice tarifário dos 9M11; ii) €142M relativos ao défice de 2010; iii) €0,5M relativos ao défice de 2009; e iv) €251M relativos ao défice acumulado dos anos 2006-08.

Os custos operacionais controláveis diminuíram 4% no período devido à diminuição dos fornecimentos e serviços externos e a maior eficiência. As deprec. e amortizações líquidas caíram 37% para €22M devido à aplicação da IFRIC 18 (até aos 9M10 os activos eram totalmente amortizados no ano).

O investimento operacional aumentou 10% para €30M nos 9M11, enquanto que o tempo de interrupção equivalente caiu para 28 minutos nos 9M11, 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			
	9M11	9M10	Δ 11/10	9M11	9M10	Δ 11/10	9M11	9M10	Δ 11/10	Δ Abs.
Margem Bruta	58,8	43,9	34%	198,2	184,1	7,6%	257,0	228,1	12,7%	+29
Fornecim. e serv. externos	9,9	9,7	2%	20,9	25,0	-16,5%	30,8	34,7	-11,4%	-4
Custos pessoal	3,8	3,6	5%	17,2	18,0	-4,1%	21,0	21,5	-2,5%	-1
Custos benefícios sociais	0,3	0,2	45%	0,4	0,3	4,7%	0,6	0,5	18%	+0
Outros custos operac. (líq.)	0,2	1,8	-	-1,7	2,5	-	(1,2)	4,3	-	-5
Custos Operac. Líquidos (2)	14,2	15,2	-7,1%	36,8	45,8	-20%	51,2	61,1	-16,2%	-10
EBITDA	44,7	28,7	56%	161,4	138,3	17%	205,9	167,0	23%	+39
Provisões	(0,1)	0,0	-	(0,3)	(0,1)	160%	(0,3)	(0,1)	258%	-0
Depr. e amortizações líquidas	9,3	8,6	8,0%	44,0	44,8	-1,8%	53,3	53,4	-0,2%	-0
EBIT	35,4	20,1	77%	117,7	93,6	26%	152,9	113,7	34%	+39
Investim. operacional (€ M)	24,0	25,7	-6,7%	22,6	26,8	-16%	46,6	52,5	-11,3%	-6
Distribuição e Outros	24,0	25,7	-6,7%	18,7	16,1	16%	42,7	41,8	2,2%	+1
Transporte	-	-	-	3,8	10,7	-64%	3,8	10,7	-64%	-7
Empregados (#)	104	102	2,0%	382	376	1,6%	486	478	1,7%	+8

Actividade Regulada	9M11	9M10	% Δ	Abs. Δ
Nº de Clientes Ligados (mil)	1.253,7	1.220,3	2,7%	+33
Portugal	264,4	240,8	10%	+24
Espanha	989,3	979,4	1,0%	+10
Gas Distribuído (GWh)	40.692	39.299	3,5%	+1.393
Portugal	5.296	5.048	4,9%	+247
Espanha	35.396	34.250	3,3%	+1.146
Receitas Reguladas (€ M)	229,8	211,8	8,5%	+18
Portugal	58,8	43,9	34%	+15
Espanha	171,0	167,8	1,9%	+3
Distribuição	150,6	149,5	0,7%	+1
Transporte	20,4	18,3	12%	+2
Rede (Km)	14.059	12.812	9,7%	+1.247
Portugal - Distribuição	4.005	3.689	8,6%	+316
Espanha				
Distribuição	9.634	8.736	10%	+899
Transporte	420	387	8,4%	+32

O EBITDA das nossas actividades reguladas de gás aumentou 23% no período (+€39M) para €206M, 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 8% no período (+€14M) para €198M nos 9M11, devido sobretudo ao incremento dos proveitos regulados (+€3M), aumento dos desvios relativos a anos anteriores (-€4,3M nos 9M10 vs. €6,5M nos 9M11) e dos fees de ligação à rede.

As **receitas reguladas** aumentaram 2% (+€3M) como consequência da actualização do índice de preços nos parâmetros das tarifas. As receitas reguladas da distribuição aumentaram 1% (+€1M) suportado pelo crescimento de 3% do volume de gás distribuído para 35,4 GWh, por um crescimento de 1% no número de pontos de abastecimento e reflectindo o aumento da rede de distribuição. As receitas reguladas do transporte de gás regulado aumentaram 12% no período (+€2M), devido à actualização das receitas à inflação e ao aumento de rede (novo gasoduto Corbera Tamón).

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 34% para €59M impactada por desvios tarifários gerados no período (+€9,1M nos 9M11) e desvios de anos anteriores (+€5,2M nos 9M11). 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 5% no período**, suportado pelo aumento de 10% no número de pontos de abastecimento, justificado pelo esforço de densificação da rede na região operada pela EDP.

Em Jun-11, o regulador Português (ERSE) estabeleceu as **tarifas para o ano gás Jul-11 a Jun-12**, tendo definido 9% de retorno sobre 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 11% para €47M, pelos 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			
	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.		9M11	9M10	Δ %
Margem Bruta	1.848,0	1.702,9	8,5%	+145	805,5	727,4	11%	+78	Cotação no fim do período (R\$/acção)	38,00	36,60	3,8%
Fornecimentos e serviços externos	299,4	285,3	4,9%	+14	130,5	121,9	7,1%	+9	Total de acções (milhões)	158,8	158,8	0,0%
Custos com Pessoal	176,1	163,6	7,6%	+13	76,8	69,9	10%	+7	Acções próprias (milhões)	0,3	0,3	0,0%
Custos com benefícios Sociais	23,2	23,8	-2,3%	-1	10,1	10,2	-0%	-0	Nº de accões detidas pela EDP (milhões)	81,0	102,9	-21,3%
Outros custos operacionais (líquidos)	77,5	71,2	8,9%	+6	33,8	30,4	11%	+3	Euro/Real - Taxa de fim do período	2,51	2,32	-7,4%
Custos Operacionais Líquidos (1)	576,3	544,0	5,9%	+32	251,2	232,4	8,1%	+19	Euro/Real - Taxa média do período	2,29	2,34	2,0%
EBITDA	1.271,7	1.159,0	9,7%	+113	554,3	495,1	12%	+59	Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	7,5%		-
Provisions	33,8	14,3	136%	+19	14,7	6,1	141%	+9	Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,31	1,33	
Depreciações e amortizações líquidas	249,7	259,1	-3,6%	-9	108,8	110,7	-1,7%	-2	Custo Médio da Dívida (%)	9,55	9,10	45 p.b
EBIT	988,3	885,6	12%	+103	430,8	378,3	14%	+52	Taxa de Juro (CDI)	11,40	9,30	210 p.b
Result. da alienação de act. financ.	-	-	-	-	-	-	-	-	Empregados (#)	2.450	2.360	+90
Resultados financeiros	(217,0)	(168,9)	-28%	-48	(94,6)	(72,1)	31%	-22	Dados relevantes de Balanco (R\$ M)	9M11	9M10	Δ %
Resultados em associadas	(2,5)	(0,9)	-180%	-2	(1,1)	(0,4)	-	-1	Dívida líquida	2.219	2.058	7,8%
Resultados Antes de Impostos	768,8	715,8	7,4%	+53	335,1	305,8	9,6%	+29	Recebimentos futuros da actividade regulada	(1)	(31)	98%
IRC e impostos diferidos	233,7	237,7	-1,7%	-4	101,9	101,5	0,4%	+0	Interesses não controláveis	1.887	1.871	0,9%
Taxa efectiva imposto (%)	30%	33%	-2,8 pp	-0	30%	33%	-2,8 pp	-0	Valor contabilístico	4.834	4.595	5,2%
Resultado líquido do período	535,1	478,1	12%	+57	233,2	204,2	14%	+29	Resultados Financeiros (R\$ M)	9M11	9M10	Δ %
Accionistas da Energias do Brasil	429,9	384,2	12%	+46	187,4	164,1	14%	+23	Juros financeiros líquidos	(171,6)	(142,8)	-20%
Interesses não controláveis	105,1	93,9	12%	+11	45,8	40,1	14%	+6	Custos capitalizados	63,8	58,7	8,7%
Capex	524,1	546,0	-4,0%	-22	228,4	233,2	-2,1%	-5	Diferenças Cambiais	(40,9)	(70,5)	42%
									Outros	(68,2)	(14,3)	-375%
									Resultados Financeiros	(217,0)	(168,9)	-28%

As demonstrações financeiras da EDP – Energias do Brasil (EDPB) para os 9M11 reflectem uma alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: estes montantes, até agora contabilizados como custos operacionais são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros (R\$16M nos 9M11 vs. R\$4M nos 9M10).

Nos 9M11, o EBITDA da EDPB aumentou 10% em moeda local. Ajustado do impacto da alteração da política contabilística, o EBITDA cresceu 9%, 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 nos 9M11 vs. vendas muito baixas nos 9M10 na actividade de produção.

Nos 9M11, a contribuição da EDPB para o EBITDA consolidado foi suportada pela apreciação de 2% do Real contra o Euro (impacto positivo de €11M no EBITDA).

O EBIT aumentou R\$103M, penalizado pela provisão não recorrente de R\$25M do 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, parcialmente compensado pela descida nas depreciações e amortizações líquidas, fruto de um impacto de R\$23M relativo a benefícios fiscais relacionados com custos com amortizações nos negócios da produção e distribuição.

Os custos financeiros líquidos aumentaram R\$48M para R\$217M justificados por (i) impacto de R\$52M dos juros de mora associados ao processo judicial com a White Martins, (ii) alteração da política contabilística, (iii) aumento da dívida líquida e do custo médio da dívida (de 9,1% nos 9M10 para 9,6% nos 9M11) devido à subida de 210pb na taxa dos Certificados de Depósito Interbancário para 11,4%, parcialmente compensado por (iv) proveitos financeiros mais elevados como consequência de maiores aplicações financeiras a taxas também mais altas.

A dívida líquida aumentou 8% 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 5,6 anos em Set-11. Em Set-11, aprox. 100% da dívida estava denominado em moeda local ou protegida de variação cambial através de derivados.

O resultado líquido da EDPB nos 9M11 subiu 12%.

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 Mai-10.

Em Jul-11, a EDP alienou 21.9 milhões de acções da EDPB numa oferta de distribuição pública secundária, a um preço de R\$37,00, reduzindo a sua participação de 64,8% para 51,0% e realizando um encaixe financeiro total bruto de aprox. R\$811M.

(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)	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.147,2	1.070,2	7,2%	+77
Forn. e serviços externos	228,8	214,3	6,7%	+14
Custos com Pessoal	127,1	117,6	8,0%	+9
Custos com benefícios Sociais	19,4	20,7	-6%	-1
Outros custos operac. (Liq.)	67,1	59,0	14%	+8
Custos Operacionais Líquidos (1)	442,4	411,6	7,5%	+31
EBITDA	704,8	658,6	7,0%	+46
Provisões	35,1	10,8	227%	+24
Deprec. e amortizações líquidas	125,7	137,7	-8,7%	-12
EBIT	544,0	510,2	6,6%	+34

Margem Bruta	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Margem Regulatória	1.153	1.021	13%	+132
Desvio Tarifário do Período (3)	8	(15)	-	+22
Desvios Períodos Anteriores (2)	(14)	89	-	-103
Outros	(0)	(25)	-99%	+25
Margem Bruta	1.147	1.070	7,2%	+77
Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)	(1)	(31)	98%	+30
Cientes Ligados (Milhares)	2.808,1	2.711,0	3,6%	+97
Bandeirante	1.533,8	1.488,1	3,1%	+46
Escelsa	1.274,3	1.222,9	4,2%	+51
Electricidade Distribuída (GWh)	18.457	17.782	3,8%	+675
Bandeirante	11.058	10.744	2,9%	+314
Escelsa	7.399	7.038	5,1%	+360
Dos quais:				
Cientes Mercado Livre (GWh)	7.076	6.795	4,1%	+281
Electricidade Vendida (GWh)	11.381	10.987	3,6%	+394
Bandeirante	7.003	6.738	3,9%	+265
Resid., Comerc. e Outros	4.584	4.338	5,7%	+246
Industrial	2.419	2.400	0,8%	+19
Escelsa	4.378	4.249	3,0%	+129
Resid., Comerc. e Outros	3.568	3.460	3,1%	+108
Industrial	809	789	2,5%	+20

Investimento e Custos Operac.	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	355,8	331,9	7,2%	+24
Custos control./cliente (R\$/cliente)	126,7	122,4	3,5%	+4
Custos control./km rede (R\$/km)	4,2	3,9	5,6%	+0
Empregados (#)	2.027	2.003	1,2%	+24
Invest. Operacional (R\$M)	248,4	234,0	6,1%	+14
Rede de Distribuição (Km)	85,5	84,2	1,5%	+1

Na actividade de distribuição no Brasil, o EBITDA nos 9M11 aumentou 7% relativamente aos 9M10. Excluindo o impacto dos desvios tarifários e da alteração da política contabilística relativa ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões, o EBITDA cresceu 16% no período, principalmente devido ao **aumento dos volumes de energia vendida e distribuída nos 9M11**: volume de energia vendida a clientes finais cresceu 3,6% nos 9M11. No segmento residencial e comercial, o volume vendido cresceu 5% nos 9M11 reflectindo essencialmente o aumento de 4% no número de clientes. No segmento industrial, o volume de energia vendida aumentou 1% nos 9M11, reflectindo um abrandamento na actividade económica, particularmente na área de concessão da Bandeirante. 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 4% nos 9M11.

Impacto positivo dos reajustes tarifários anuais (Escelsa em Ago-10 e Ago-11; Bandeirante em Out-10), 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%) enquanto que em Ago-11 a Escelsa teve um reajuste para o período entre Ago-11 e Ago-12 (+2,97%). 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. No entanto, a deliberação final não foi ainda tomada pelo regulador, tendo em Out-11 decidido manter as tarifas da Bandeirante inalteradas até que a nova metodologia seja definida, mas sujeitando a aplicação da mesma de uma forma retroactiva. 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 nos 9M11 relativamente aos 9M10. A margem bruta da distribuição inclui o impacto de desvios tarifários face às receitas reguladas anuais. Os desvios tarifários passados que estão a ser devolvidos pela EDPB através das tarifas, ascenderam nos 9M11 a R\$14M face a R\$89M recuperados nos 9M10. Por outro lado, foi criado nos 9M11 um desvio tarifário do período de R\$8M (contra um desvio tarifário de -R\$15M nos 9M10). 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 9M11, o que permitiu uma redução nos custos de aquisição de energia a Itaipu (custos em dólares), tendo estes efeitos sido parcialmente compensados por (iii) impacto negativo do desconto de energia fruto da migração de clientes para o mercado livre. Consequentemente, os recebimentos futuros da actividade regulada diminuíram de R\$31M a devolver em Set-10 para R\$1M em Set-11 a devolver ao sistema pela EDPB na próxima revisão anual tarifária.

Os custos operacionais controláveis aumentaram 7% no período, em linha com a inflação medida através do IGP-M de 7,5%. 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%) e um ligeiro aumento no número de empregados.

O **investimento operacional** aumentou 6% no período para R\$248M, principalmente na Bandeirante e destinado a projectos de expansão de rede e de reforço da qualidade de serviço.

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

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

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

(4) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	662,7	604,8	10%	+58
Fornecimentos e serviços externos	45,7	42,8	6,7%	+3
Custos com pessoal	28,8	26,9	7,1%	+2
Custos com benefícios Sociais	2,2	1,7	30%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	1,4	7,9	-82%	-7
Custos Operacionais Líquidos (1)	78,1	79,3	-1,6%	-1
EBITDA	584,6	525,4	11%	+59
Provisões	0,9	(0,7)	-	+2
Deprec. e amortizações líquidas	122,8	110,5	11%	+12
EBIT	460,9	415,6	11%	+45

Produção				
	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	662,7	604,8	10%	+58
Lajeado	274,0	262,5	4,4%	+12
Peixe Angical	231,3	206,2	12%	+25
Energest (15 centrais hídricas)	157,4	136,0	16%	+21
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)	6.262	5.923	5,7%	+340
Lajeado	2.750	2.578	6,7%	+172
Peixe Angical	1.761	1.723	2,2%	+38
Energest (15 centrais hídricas)	1.751	1.622	8,0%	+130
Preço Médio de Venda (R\$/MWh)	127,5	118,9	7,2%	+9
Lajeado	113,9	102,1	12%	+12
Peixe Angical	162,1	150,9	7,4%	+11
Energest (15 centrais hídricas)	113,9	111,6	2,1%	+2
Investimento Operac. (R\$ Milhões)	274,7	311,0	-12%	-36
Manutenção	35,8	28,4	26%	+7
Expansão	238,9	282,7	-15%	-44
Pécem	216,8	272,0	-20%	-55
Outros	22,2	10,7	108%	+11
Empregados (#)	259	252	2,8%	+7

Comercialização				
	9M11	9M10	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	32,4	23,3	39%	+9
Custos operacionais (R\$ M)	3,6	0,8	380%	+3
EBITDA (R\$ M)	28,8	22,6	28%	+6
Vendas electricidade (GWh)	7.555	5.946	27%	+1.609
Número de clientes (#)	121	84	44%	+37

O EBITDA da actividade de produção aumentou 11% 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 nos 9M11.

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 6% 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. 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\$58M. A quase totalidade da capacidade instalada da EDPB é contratada sob CAE com uma maturidade média de 15 anos.

As **depreciações e amortizações líquidas** aumentaram R\$12M para R\$123M 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 12% nos 9M11 para R\$275M. O investimento operacional de expansão representa 87%, dos quais 91% referem-se à construção da central a carvão de Pécem, com entrada em operação prevista para 2012, tendo a EDPB já investido, até Set-11, um total de R\$1.396M. Até ao final de Set-11, o projecto atingiu um progresso físico de 95%. O investimento operacional de expansão em “Outros” nos 9M11 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 (720MW)**, a EDPB detém uma parceria de 50% com a MPX Mineração e Energia. As condições contratadas com o sistema Brasileiro de electricidade incluem a disponibilidade de uma capacidade instalada de 615MW a partir de Janeiro de 2012 por um prazo de 15 anos e um EBITDA estimado (parte da EDP) de R\$200M nos primeiros 12 meses de funcionamento com “repassé” dos custos de combustível. Este projecto está financiado com dívida de longo prazo, que já está contratada.

Em Jun-11, a EDPB anunciou a aquisição da ECE Participações que detém actualmente o controlo total dos direitos de exploração do **aproveitamento hidroeléctrico de Santo António do Jari**, um projecto de 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. O desembolso total situar-se-á entre R\$ 1.270M e R\$ 1.410M (25% em 2011, 31% em 2012, 31% em 2013 e 13% em 2014). Em Set-11 o regulador aprovou o aumento de 73MW de capacidade instalada sendo que está ainda em processo de aprovação o respectivo aumento na energia assegurada. Em Ago-11, iniciaram-se os trabalhos preliminares de construção tendo em Out-11 sido assinado o contrato de financiamento com o Banco Itaú num montante total de R\$ 300M tendo o custo financeiro sido fixado em 110,5% e 113% sobre a CDI (Certificados de Depósito Interbancário).

A actividade de trading e comercialização é desempenhada pela subsidiária Enertrade no mercado livre através do fornecimento de energia a grandes clientes industriais sem incorrer em riscos materiais no mercado energético. **Nos 9M11, o EBITDA cresceu 28% para R\$29M** relativamente ao período homólogo, em linha com aumento do volume comercializado de 27% e com margens unitárias estáveis.

(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



9M11 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	746,1	594,7	1.354,2	689,2	805,5	(106,4)	4.082,5
Fornecimentos e serviços externos	71,3	183,7	315,2	164,5	130,5	(214,3)	650,2
Custos com pessoal	49,7	67,4	123,5	40,5	76,8	74,4	432,2
Custos com benefícios sociais	13,2	4,2	14,1	1,9	10,1	(4,0)	39,6
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	1,4	41,7	100,1	(66,1)	33,8	74,7	185,6
Custos Operacionais	135,7	297,0	552,8	140,9	251,2	(69,2)	1.307,5
EBITDA	610,4	297,7	801,4	548,3	554,3	(37,2)	2.775,0
Provisões	1,7	(8,1)	2,7	(0,3)	14,7	(9,0)	1,7
Depreciações e amortizações líquidas (1)	145,9	182,0	259,8	309,3	108,8	47,1	1.052,9
EBIT	462,7	123,8	538,9	239,4	430,8	(75,2)	1.720,4

9M10 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	784,1	663,4	1.347,6	587,2	727,4	(114,5)	3.994,5
Fornecimentos e serviços externos	73,7	181,3	316,5	142,6	121,9	(213,6)	621,6
Custos com pessoal	53,3	61,7	138,0	36,5	69,9	76,5	435,9
Custos com benefícios sociais	15,7	5,4	71,4	1,6	10,2	(15,0)	89,3
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	2,9	27,8	156,8	(66,7)	30,4	45,6	196,8
Custos Operacionais	145,6	276,2	682,7	114,1	232,4	(106,5)	1.343,7
EBITDA	638,5	387,2	664,9	473,1	495,1	(8,0)	2.650,8
Provisões	(4,0)	51,7	1,6	(0,1)	6,1	12,9	68,3
Depreciações e amortizações líquidas (1)	178,0	164,4	267,5	306,9	110,7	52,2	1.079,8
EBIT	464,4	171,1	395,7	166,3	378,3	(73,2)	1.502,7

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

Demonstração de Resultados por Trimestre - *Restated* ⁽¹⁾



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	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	3.156,6	-
Receitas de gás	336,8	284,3	330,5	396,6	418,9	391,5	413,4	-
Outras Receitas	38,8	56,3	45,2	145,7	37,7	52,9	48,9	-
Proveitos Operacionais	3.494,3	3.268,4	3.476,0	3.932,1	4.015,0	3.528,0	3.618,9	-
Electricidade	1.688,5	1.558,2	1.700,7	1.860,8	2.032,0	1.633,9	1.711,3	-
Gás	221,4	193,9	211,8	318,2	334,9	299,4	326,8	-
Combustíveis	172,4	176,4	270,2	318,2	191,3	211,6	256,9	-
Materiais diversos e mercadorias	9,7	13,2	27,7	25,1	25,4	26,7	29,1	-
Custos Directos da Actividade	2.092,0	1.941,7	2.210,5	2.522,3	2.583,6	2.171,6	2.324,2	-
Rédito associado a activos afectos a concessões	84,4	85,4	56,5	165,8	86,3	109,2	113,4	-
Encargos com activos afectos a concessões	(84,4)	(85,4)	(56,5)	(165,8)	(86,3)	(109,2)	(113,4)	-
Margem Bruta	1.402,3	1.326,7	1.265,5	1.409,8	1.431,4	1.356,4	1.294,8	-
Fornecimentos e serviços externos	194,2	210,4	217,1	240,6	208,3	212,8	229,1	-
Custos com pessoal	150,5	145,9	139,5	139,5	147,2	145,4	139,6	-
Custos com benefícios sociais	10,9	7,9	7,6	41,6	9,1	19,4	11,1	-
Outros custos operacionais (líquidos)	85,2	51,1	60,5	3,7	36,0	64,4	85,2	-
Custos Operacionais	440,9	415,2	424,7	425,4	400,6	441,9	465,0	-
EBITDA	961,4	911,5	840,8	984,4	1.030,8	914,4	829,8	-
Provisões	10,1	29,2	29,0	35,3	2,4	18,0	(18,7)	-
Depreciações e amortizações líquidas (2)	340,9	364,3	374,6	367,0	358,0	346,2	348,7	-
EBIT	610,5	517,9	437,3	582,2	670,4	550,2	499,8	-
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	5,8	(1,0)	(2,2)	58,2	0,2	10,1	(0,1)	-
Resultados financeiros	(140,0)	(135,0)	(135,8)	(159,5)	(156,1)	(154,8)	(235,0)	-
Resultados em associadas	6,9	6,2	5,2	5,1	5,8	6,0	5,6	-
Resultados Antes de Impostos	483,2	388,1	304,4	486,1	520,3	411,5	270,4	-
IRC e Impostos diferidos	129,0	102,9	73,6	121,7	123,4	97,1	21,7	-
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do período	354,2	285,2	230,8	364,4	396,9	314,4	248,7	-
Accionistas da EDP	309,2	255,6	209,5	304,7	342,4	266,3	215,0	-
Interesses não controláveis	45,0	29,6	21,3	59,8	54,5	48,1	33,7	-

(1) A partir de Set-11, a EDP alterou a sua política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: os respectivos montantes, que até agora eram contabilizados como custos operacionais são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros. Ambas as demonstrações de resultados para os 9M10 e os 9M11 reflectem esta alteração, o que implica um impacto positivo ao nível do EBITDA de €63M nos 9M10 e €66M nos 9M11.

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

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



9M11 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Margem Bruta	1.103,0	200,5	689,2	1.097,2	315,8	805,5	(128,6)	4.082,5
Fornecimentos e serviços externos	114,1	124,8	164,5	284,4	46,2	130,5	(214,3)	650,2
Custos com pessoal e custos com benefícios sociais	92,9	39,3	42,4	115,9	24,0	86,9	70,4	471,8
Outros Custos Operacionais (Líquido)	32,3	25,0	(66,1)	101,3	6,7	33,8	52,5	185,6
Custos Operacionais	239,3	189,0	140,9	501,6	77,0	251,2	(91,5)	1.307,5
EBITDA	863,8	11,5	548,3	595,5	238,8	554,3	(37,2)	2.775,0
Provisões	(3,1)	(0,1)	(0,3)	3,1	(3,6)	14,7	(9,0)	1,7
Depreciações e amortizações líquidas (2)	312,8	14,4	309,3	206,5	54,0	108,8	47,1	1.052,9
EBIT	554,0	(2,8)	239,4	385,9	188,4	430,8	(75,2)	1.720,4

9M10 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Margem Bruta	1.158,7	220,3	587,2	1.119,5	295,9	727,4	(114,5)	3.994,5
Fornecimentos e serviços externos	115,1	122,3	142,6	281,8	51,6	121,9	(213,6)	621,6
Custos com pessoal e custos com benefícios sociais	85,1	36,4	38,2	128,3	24,7	78,2	71,4	462,3
Outros Custos Operacionais (Líquido)	20,5	0,5	(66,7)	152,6	14,0	30,4	45,6	196,8
Custos Operacionais	220,6	159,2	114,1	562,7	90,3	230,5	(96,6)	1.280,8
EBITDA	938,0	61,2	473,1	556,8	205,5	496,9	(17,9)	2.713,7
Provisões	34,9	12,8	(0,1)	1,7	(0,1)	6,1	12,9	68,3
Depreciações e amortizações líquidas (2)	327,5	14,6	306,9	214,1	53,7	110,7	52,2	1.079,8
EBIT	575,6	33,7	166,3	341,0	151,9	380,1	(83,0)	1.565,6

(1) A partir de Set-11, a EDP alterou a sua política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: os respectivos montantes, que até agora eram contabilizados como custos operacionais são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros. Ambas as demonstrações de resultados para os 9M10 e os 9M11 reflectem esta alteração, o que implica um impacto positivo ao nível do EBITDA de €63M nos 9M10 e €66M nos 9M11.

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

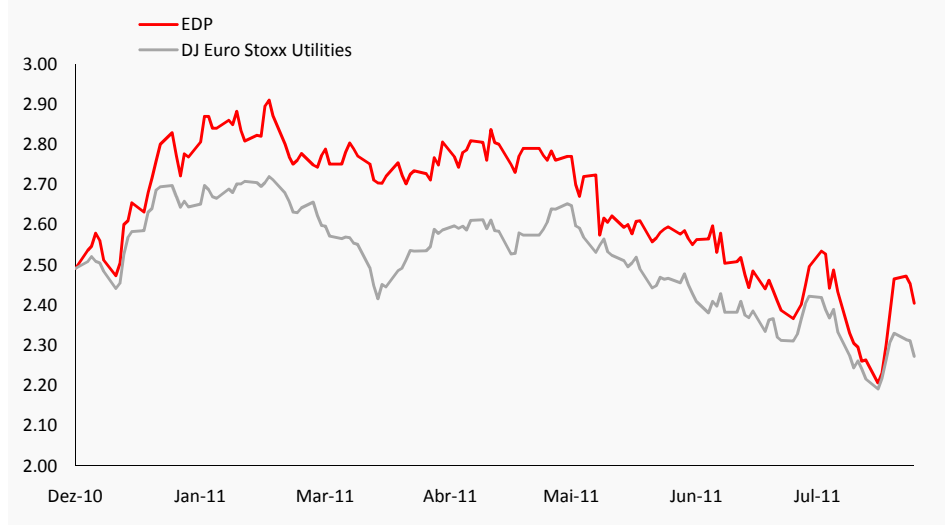


Anexos

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 acção 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 acções da EDP – Energias do Brasil, S.A.
Mai-30: JP Morgan - Redução de participação qualificada
Mai-30: BES - Comunicação de participação qualificada
Jun-16: EDP – Energias do Brasil adquire os direitos de exploração da CHE Santo Antônio do Jari com 300 MW de capacidade instalada
Jul-08: EDP fixa preço da oferta de distribuição pública secundária de acções ordinárias da EDP Brasil em 37,0 reais por acção
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 acções ordinárias da EDP Brasil
Jul-29: Fitch mantém rating da EDP em "BBB+" e Outlook
Ago-3: ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP Escelsa em 6,89%
Ago-5: EDP vende a sua participação na Ampla Investimentos e na Ampla Energia
Ago-25: Assembleia Geral de Accionistas
Ago-25: Qatar – Participação Qualificada
Set-21: EDP cede créditos relativos à reclassificação do sobrecusto da cogeração entre o período de 2009 e 2011
Out-17: ERSE anuncia proposta de tarifas para a energia eléctrica em 2012 e parâmetros para o período 2012-14

EDP em Bolsa	YTD	52W	2010
27-07-2011			
Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)			
Fecho	2,380	2,380	2,491
Max	2,920	2,920	3,185
Min	1,984	1,984	2,376
Média	2,521	2,532	2,652
Liquidez da EDP na Euronext Lisbon			
Volume de Negócios (€ M)	3.663	4.516	6.305
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	17	17	24
Volume Transaccionado (milhões de acções)	1.453	1.783	2.378
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,8	6,8	9,1

EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade



Capacidade Instalada - MW (1)	9M11	9M10	Δ MW	Δ %
CAE/CMEC	6.221	6.931	-710	-10%
Hídrico	4.094	4.094	-	-
Fio de água	1.860	1.860	-	-
Albufeira	2.234	2.234	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Sines	1.180	1.180	-	-
Fuel	946	1.657	-710	-
Setúbal	946	946	-	-
Carregado	-	710	-710	-
Regime Especial (Ex-Eólico)	469	469	-0	-
Mini-Hídricas	160	160	-	-
Cogeração+Resíduos	275	275	-0	-
Biomassa	35	35	-	-
Produção Liberalizada de Electricidade	7.137	5.999	1.138	19%
Hídrico	910	910	-	-
Portugal	484	484	-	-
Espanha	426	426	-	-
Carvão	1.460	1.460	-	-
Aboño I	342	342	-	-
Aboño II	536	536	-	-
Soto Ribera II	236	236	-	-
Soto Ribera III	346	346	-	-
CCGT	3.736	3.308	428	13%
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-	-
Lares (2 grupos)	863	863	-	-
Castejón (2 grupo)	843	843	-	-
Soto IV (1 grupo)	426	426	-	-
Soto V (1 grupo)	428	-	428	-
Nuclear	156	156	-	-
Trillo	156	156	-	-
Fuel	875	165	710	-
Tunes + Carregado	875	165	710	-
Eólico (Maior detalhe na página 16)	6.959	6.181	778	13%
Europa	3.553	3.066	487	-
EUA	3.323	3.101	221	-
Brasil	84	14	70	-
Brasil (Ex-Eólico)	1.790	1.735	55	3,2%
Hídrico	1.790	1.735	55	3,2%
Lajeado	903	903	-	-
Peixe Angical	499	452	47	-
Energest	389	380	9	-
TOTAL	22.577	21.315	1.261	5,9%

Produção de Electricidade (GWh)	9M11	9M10	Δ GWh	Δ %
CAE/CMEC	12.097	13.768	-1.671	-12,1%
Hídrico	7.476	10.574	-3.098	-29%
Fio de água	5.225	5.921	-696	-
Albufeira	2.251	4.653	-2.402	-
Carvão	4.625	3.193	1.433	45%
Sines	4.625	3.193	1.433	-
Fuel	-4	2	-6	-
Setúbal	-4	-6	2	-
Carregado	-	8	-8	-
Regime Especial (Ex-Eólico)	1.773	1.885	-112	-5,9%
Mini-Hídricas	347	465	-118	-
Cogeração+Resíduos	1.279	1.272	7	-
Biomassa	147	148	-1	-
Produção Liberalizada de Electricidade	11.762	12.637	-875	-6,9%
Hídrico	1.403	1.712	-309	-18%
Portugal	915	958	-43	-
Espanha	488	754	-266	-
Carvão	3.727	2.871	857	30%
Aboño I	551	807	-256	-
Aboño II	2.316	1.538	778	-
Soto Ribera II	14	175	-162	-
Soto Ribera III	847	350	497	-
CCGT	5.759	7.202	-1.443	-20%
Ribatejo (3 grupos)	966	2.140	-1.175	-
Lares (2 grupos)	2.493	1.903	590	-
Castejón (2 grupo)	811	2.125	-1.314	-
Soto IV (1 grupo)	1.181	1.034	147	-
Soto V (1 grupo)	309	-	-	-
Nuclear	872	853	20	2,3%
Trillo	872	853	20	-
Fuel	0	0	-0	-
Tunes + Carregado	0	0	-0	-
Eólico	11.975	9.818	2.157	22%
Europa	5.240	4.615	625	-
EUA	6.632	5.178	1.454	-
Brasil	103	24	79	-
Brasil (Ex-Eólico)	5.671	5.124	546	11%
Hídrico	5.671	5.124	546	11%
Lajeado	2.659	2.306	353	-
Peixe Angical	1.849	1.710	139	-
Energest	1.163	1.109	55	-
TOTAL	43.278	43.233	45	0,1%

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

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	9M11	9M10	Δ GWh	Δ %
Portugal	34.879	35.539	-660	-1,9%
Muito Alta Tensão	1.305	1.101	204	19%
Alta / Média Tensão	15.736	15.730	6	0,0%
Baixa Tensão	17.838	18.709	-870	-4,7%
Espanha	7.220	6.837	383	5,6%
Alta / Média Tensão	5.365	4.936	429	8,7%
Baixa Tensão	1.855	1.901	-46	-2,4%
Brasil	18.457	17.782	675	3,8%
Clientes Livres	7.076	6.795	281	4,1%
Industrial	3.229	3.190	39	1,2%
Residencial, Comercial & Outros	8.152	7.798	354	4,5%
TOTAL	60.555	60.158	397	0,7%

Clientes Ligados (mil)	9M11	9M10	Abs. Δ	Δ %
Portugal	6.154	6.144	9,8	0,2%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,1	0,6%
Baixa Tensão Especial	34	34	0,2	0,6%
Baixa Tensão	6.096	6.086	9,4	0,2%
Espanha	655	649	5,7	0,9%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	3,9%
Baixa Tensão	654	648	5,6	0,9%
Brasil	2.808	2.711	97,0	3,6%
Bandeirante	1.534	1.488	45,7	3,1%
Escelsa	1.274	1.223	51,4	4,2%
TOTAL	9.616	9.504	112,5	1,2%

Redes	9M11	9M10	Abs. Δ	Δ %
Extensão das redes (Km)	330.327	327.047	3.280	1,0%
Portugal	222.239	220.725	1.514	0,7%
Espanha	22.585	22.097	488	2,2%
Brasil	85.503	84.225	1.278	2%
Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (2)	-7,8%	-8,2%	0,4 pp	
Espanha	-3,4%	-3,9%	0,5 pp	
Brasil				
Bandeirante	-10,3%	-11,0%	0,7 pp	
Técnicas	-5,5%	-5,4%	-0,1 pp	
Comerciais	-4,8%	-5,6%	0,8 pp	
Escelsa	-13,2%	-14,8%	1,6 pp	
Técnicas	-7,7%	-8,5%	0,8 pp	
Comerciais	-5,6%	-6,3%	0,8 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	9M11	9M10	Δ GWh	Δ %
Portugal	5.296	5.048	247	4,9%
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	1.426	2.212	-786	-36%
Média Pressão (P > 4 Bar)	3.852	2.813	1.039	37%
GPL	18	23	-5	-23%
Espanha	35.396	34.250	1.146	3,3%
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	18.019	18.008	11	0,1%
Média Pressão (P > 4 Bar)	17.377	16.242	1.135	7%
TOTAL	40.692	39.299	1.393	3,5%

Pontos de Abastecimento (mil)	9M11	9M10	Abs. Δ	Δ %
Portugal	264,4	240,8	23,5	10%
Finais	263,6	240,3	23,3	10%
Acesso	0,8	0,5	0,2	47%
Espanha	989,3	979,4	9,9	1,0%
Finais	-	-	-	-
Acesso (1)	989,3	979,4	9,9	1,0%
TOTAL	1.253,7	1.220,3	33,4	2,7%

Redes	9M11	9M10	Abs. Δ	Δ %
Extensão das redes (Km)	14.059	12.812	1.247	10%
Portugal	4.005	3.689	316	8,6%
Espanha	10.054	9.123	931	10%
Distribuição (1)	9.634	8.736	899	10%
Transporte	420	387	32	8,4%

(1) Inclui a contribuição dos activos regulados adquiridos à Gas Natural (2) Exclui MAT

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 3T11

Jul: EDP premiada com o prémio de melhor relatório e contas do sector não financeiro na 24ª edição dos Investor Relations & Governance Awards. No mesmo evento, Rui Teixeira da EDP Renováveis foi galardoado com o prémio de melhor CFO.

Jul: EDP apoia a reintrodução da água pesqueira em Portugal, em parceria com o CIBIO e a Universidade do Porto.

Set: EDP é líder mundial do sector eléctrico no *Dow Jones Sustainability Index* pelo 2º ano consecutivo.

Set: Na revisão de Setembro, a FTSE4 Good mantém a EDP como membro do FTSE4 Good Index Series e anuncia que a EDP Renováveis se tornou membro do referido índice.

Set: EDP no Brasil recebe o selo ético criado pela Controladoria-Geral da União que confere uma melhor participação em licitações e contratos públicos.

Set: HC Energia obteve certificação ISO 14 001 nas instalações de Salime e de EITO Toledo.

EDP: Índice Interno de Sustentabilidade (base 2006)

	9M11	9M10	Δ %
Índice de Sustentab.	129	129	0,5%
Comp. Ambiental Peso %	149 36%	150 36%	-0,5%
Comp. Económica Peso %	113 33%	114 33%	-1,4%
Comp. Social Peso %	125 31%	120 31%	3,7%

Este índice de sustentabilidade foi desenvolvido pela EDP e tem por base 26 indicadores de desempenho na área da sustentabilidade.
(www.edp.pt/sustentabilidade/abordagemasustentabilidade/)

Métricas Económicas

	9M11	9M10	Δ %
Valor Económico (€M)(1) (g)			
Directo Gerado	12.014	11.015	9,1%
Distribuído	10.596	9.447	12%
Acumulado	1.418	1.568	-10%

Métricas Sociais

	9M11	9M10	Δ %
Empregados (c)	12.024	12.065	-0,3%
Formação (horas formanc)	314.877	276.601	14%
Acidentes em Serviço	31	32	-3,1%
Ind. Gravidade EDP (Tg)	178	119	49%
Ind. Frequência EDP (Tf)	1,92	2,06	-6,8%
Ind. Freq. EDP+PSE(f) (Tf)	3,80	5,07	-25%

Métricas Ambientais

	9M11	9M10	Δ %
Emissões Atmosféricas (kt) (a)			
CO2	12.278,4	10.372,8	18%
NOx	11,3	12,0	-5,6%
SO2	5,1	6,6	-22%
Partículas	0,494	0,299	65%
Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)			
CO2	279,16	236,37	18%
NOx	0,26	0,27	-5,8%
SO2	0,12	0,15	-22%
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1)	12.309	-	-
Emissões indirectas (Âmbito 2)	713	-	-
Consumo de Energia Primária (TJ) (b)	141.298	126.949	11%
Capacidade Líquida Max. Certificada (%)	70%	68%	2 p.p.
Utilização de Água (103 m3)	1.017.244	751.642	35%
Total Resíduos (t) (e)	385.515	360.033	7,1%
Despesas Ambientais (€ mil)	44.364	56.874	-22%
Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)	0,0	3,9	-99%

(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.

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

	Absoluto (ktCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (d) (GWh)	
	9M11	9M10	9M11	9M10	9M11	9M10
Emissões de CO2						
PPA/CMEC	4.232	2.909	0,92	0,91	4.621	3.195
Carvão	4.222	2.882	0,91	0,90	4.625	3.193
Fuel Oil & Gás Natural	10	27	-	14,12	(4)	2
Produção Liberalizada	7.141	6.628	0,75	0,66	9.487	10.073
Carvão	4.907	3.878	1,32	1,35	3.727	2.871
CCGT	2.234	2.750	0,39	0,38	5.759	7.202
Regime Especial	905	835	0,30	0,29	3.003	2.924
Produção Térmica	12.278	10.373	0,72	0,64	17.111	16.192
Produção Livre de Emissões de CO2					26.872	27.693
Total Emissões de CO2			0,28	0,24	43.983	43.884