



Resultados 1S10

Direcção de Relação com Investidores

Miguel Viana, Director
Sónia Pimpão
Elisabete Ferreira
Ricardo Farinha
Rui Freitas
Noélia Rocha

Tel: +351 21 001 2834
Email: ir@edp.pt
Site: www.edp.pt

Webcast da Conferência de Imprensa em Português

29 de Julho às 16:35 horas com acesso disponível em directo a partir de:
www.eap.pt

Lisboa, 29 de Julho de 2010

Índice



Performance Financeira Consolidada

Destaques	- 3 -
Decomposição do EBITDA	- 4 -
Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA	- 5 -
Investimento Operacional	- 6 -
Cash Flow	- 7 -
Balanço	- 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	- 26 -

Destaques



Demonstração Resultados (€ M) (3)	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.729	2.454	11%	+275
Fornecimentos e serviços externos	405	353	14%	+51
Custos com pessoal	296	284	4,4%	+13
Custos com benefícios sociais	61	66	-7,9%	-5
Rendas de concessão	125	124	0,8%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	11	16	-30%	-5
Custos Operacionais	898	843	6,5%	+55
EBITDA	1.831	1.611	14%	+220
Provisões	39	19	109%	+21
Depreciações e amortizações líquidas (1)	705	613	15%	+92
EBIT	1.086	979	11%	+108
Result. da alienação de act. financ.	5	28	-83%	-23
Resultados financeiros	(233)	(287)	19%	+54
Resultados em associadas	13	14	-4,2%	-1
Resultado Antes de Impostos	871	733	19%	+138
IRC e Impostos diferidos	232	193	20%	+39
Operações em descontinuação	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	639	540	19%	+100
Accionistas da EDP	565	479	18%	+86
Interesses minoritários	75	60	24%	+14

Dados-chave Operacionais	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12.130	11.996	1,1%	+134
Capacidade instalada (MW)	20.802	18.888	10%	+1.914

Dados-chave Financeiros (€ M)	1S10	1S09	% Δ	Δ Abs.
FFO	1.439	1.282	12%	+157
Investimento operacional	1.312	1.653	-21%	-341
Manutenção	304	281	8,1%	+23
Expansão	1.008	1.372	-27%	-364
Investimentos financeiros Líquidos	15	4	260%	+11

Dados-chave de Balanço (€ M)	Jun-10	Dez-09	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	7.466	7.291	2,4%	+174
Dívida líquida	16.108	14.007	15%	+2.101
Receb. futuros da actividade regulada	859	596	44%	+263
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,4x	4,2x	4,7%	+0,2
Dívida líquida ajustada (2) /EBITDA (x)	4,2x	3,9x	6,8%	+0,3

O EBITDA cresceu 14% (+€220M), para €1.831M no 1S10, suportado por: (1) +45% (+€105M) no Brasil, impulsionado pela apreciação do Real em 23% (+€64M), pela retoma da procura e pelo impacto positivo dos ajustamentos tarifários anuais da Bandeirante e Escelsa; **(2) +27% (+€72M) na actividade eólica suportada pela superior capacidade instalada (+22%); e (3) +13% (+€55M) nas redes reguladas** decorrente do início de consolidação dos activos adquiridos à Gas Natural e de maiores proveitos regulados nas actividades de gás, em Espanha e Portugal.

No 1S10, 85% do EBITDA teve origem em actividades reguladas e contratadas a longo prazo, reflectindo a manutenção de um perfil de baixo risco na nossa actividade operacional. Por sua vez, o EBITDA das actividades liberalizadas recuou 5%, penalizado pela forte base de comparação no 1S09, quando a nossa estratégia de hedging se traduziu em fortes ganhos num cenário de spreads de mercado negativos e de forte queda no preço da pool. **Para 2010, a EDP tem já 27TWh de vendas contratadas (mais de 100% da produção esperada), a preços que rondam €50/MWh e margens térmicas perto de €10/MWh. Para 2011, a EDP já contratou 10TWh de vendas de electricidade (mais de 50% da produção esperada), com preços e margens em linha com os contratados para 2010.**

Os custos operacionais subiram 7% suportados: (1) pela apreciação do Real (ajustado deste efeito os custos subiram 3%); (2) aumento de actividade nas áreas de produção (+10% de capacidade instalada) e comercialização (volume 87% mais elevado); (3) consolidação dos activos adquiridos à Gas Natural; (4) no Brasil, condições meteorológicas adversas e alterações regulatórias.

O EBIT cresceu 11% (+€108M), para €1.086M, reflectindo uma subida de 18% nas provisões, depreciações e amortizações líquidas, essencialmente decorrentes da expansão de actividade.

Os custos financeiros líquidos recuaram 19% (-€54M) influenciados por juros líquidos mais baixos (-18%, -€54M), resultantes de uma descida no custo médio da dívida de 4,2% para 3,5%. Os **interesses minoritários** cresceram 23% para €75M no 1S10, fruto da maior contribuição da Energias do Brasil resultante da subida do resultado líquido em 26% e da venda de acções próprias no 4T09. O **resultado líquido** atribuível aos accionistas da EDP subiu 18%, para €565M no 1S10, impulsionado pela forte performance operacional e financeira.

A dívida líquida subiu de €14,0MM em Dez-09 para €16,1MM em Jun-10, reflectindo: (1) a apreciação do dólar e do real durante o 1S10 (€0.7MM); (2) dividendos pagos (€0.6MM); (3) imposto pago anormalmente elevado no 2T10 (€0.4MM), decorrente da venda do direito de receber €1,7MM relativo aos défices tarifários em Portugal; (4) investimento acumulado (€2,6MM até Jun-10) em 3,7GW em construção (essencialmente hídrica, eólica e capacidade de produção no Brasil). O **montante de recebimentos futuros relacionados com actividades reguladas** subiu €263M, para €859M, suportado pelo menor excedente tarifário em Portugal (+€262M) e pelo aumento do défice tarifário gerado em Espanha no 1S10 (+€123M), os quais foram parcialmente compensados por reduções no Brasil e CMECs. Excluindo activos regulatórios, o rácio dívida líquida/EBITDA da EDP aumentou de 3,9x para 4,2x, penalizado pelo diferente impacto cambial na dívida (base em câmbio de fim de período) e no EBITDA (baseado no câmbio médio no 1S10). O **FFO cresceu 12% no 1S10 para €1.439M** em resultado de: (1) +10% da capacidade instalada; (2) recuperação da procura de electricidade; (3) consolidação dos activos de gás adquiridos à Gás Natural; e (4) diminuição do custo médio da dívida. O **investimento operacional** ascendeu a €1.312M, 77% do qual correspondente a projectos de expansão.

Em Jul-10, a EDP assinou um empréstimo com o BEI (€140M) e dois contratos bilaterais (€100M cada). Consequentemente, a **posição total de caixa e de linhas de crédito disponíveis a Jul-10 ascende a €4,2MM,** permitindo cobrir as nossas necessidades de financiamento esperadas para além de 2011.

(1) Deprec. e amortizações líquidas de compensação de amortizações de activos subsidiados

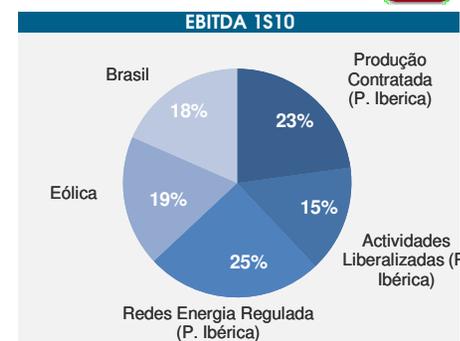
(2) Excluindo recebimentos futuros relacionados com a actividade regulada.

(3) Os impactos da adopção da IFRIC 12 são apresentados na página 34

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.	1T09	2T09	3T09	4T09	1T10	2T10	3T10	4T10
Produção Contratada LP	422,2	420,2	0,5%	+2	216,4	203,8	197,2	214,8	213,8	208,4	-	-
Actividades Liberalizadas	280,1	294,7	-5,0%	-15	163,2	131,4	174,9	163,8	161,6	118,5	-	-
Redes Reguladas P. Ibérica	464,1	409,4	13%	+55	218,4	191,0	220,0	223,0	237,6	226,5	-	-
Eólico	342,9	270,8	27%	+72	154,4	116,4	97,7	174,0	184,5	158,4	-	-
Brasil	341,2	235,9	45%	+105	111,9	124,0	151,0	163,2	165,6	175,6	-	-
Outros	(19,7)	(20,5)	4,2%	+1	(15,2)	(5,3)	(24,2)	(3,1)	(23,6)	3,9	-	-
Consolidado	1.830,8	1.610,5	14%	+220	849,1	761,4	816,6	935,8	939,6	891,2	-	-



O EBITDA consolidado do Grupo EDP cresceu 14% (+€220M) para €1.831M no 1S10, impulsionado pelas nossas operações no Brasil (+€105M), pela actividade da EDP Renováveis (+€72M) e pelas redes reguladas (+€55M). Excluindo o impacto cambial (+€64M do Brasil), o EBITDA aumentou 10%.

Destaque-se o seguinte:

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA – O EBITDA permaneceu relativamente estável, perfazendo €422m no 1S10. A margem bruta subiu 3% (+€16M), reflexo, por um lado, dos impactos positivos provenientes: (i) de um aumento da produção nos nossas mini-hídricas (+90%); (ii) de um aumento da capacidade instalada em regime especial; e (iii) de um aumento dos resultados obtidos com a compra de combustíveis (ganho de €4M no 1S10 vs. perda de €29M no 1S09); e por outro, dos impactos negativos originados: (iv) pelo descomissionamento da nossa central a fuel óleo do Barreiro (-€8M); (v) por uma menor inflação; e (vi) por uma redução das horas de funcionamento nas nossas centrais térmicas. Os custos operacionais subiram 16% (+€14M), reflectindo o aumento de capacidade instalada em regime especial, o abate de equipamento e alguns ganhos não recorrentes registados no 1S09.

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA – O EBITDA das actividades liberalizadas recuou 5% (-€15M) para €280M no 1S10, penalizado por uma forte base de comparação. O 1S09 beneficiou da nossa estratégia de cobertura que se traduziu em fortes ganhos num cenário de *spreads* de mercado negativos e de redução significativa do preço de mercado. O EBITDA no 2T10 caiu 27% em relação ao 1T10, reflectindo a sazonalidade da actividade e as oportunidades excepcionalmente positivas proporcionadas pela abundância de recursos hídricos e eólicos durante o 1T10, tendo-se traduzido em preços de mercado muito baixos e numa forte procura nos mercados complementares de electricidade. A margem bruta das actividades liberalizadas caiu 4% (-€16M), reflectindo: (i) uma diminuição de €7M na actividade de produção e comercialização, uma vez que o acréscimo de vendas a clientes foi mais do que compensado por menores margens realizadas; e (ii) uma redução de €9M na actividade comercialização de gás, penalizada por uma contracção das margens unitárias decorrente do aumento da concorrência.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA – O EBITDA subiu 13% (+€55M) suportado pelas actividades reguladas de gás, cujo EBITDA cresceu €32M, consequência da consolidação, pela primeira vez, dos activos adquiridos à Gas Natural (+€22M), da aplicação da IFRIC 18⁽¹⁾ ao nível da actividade de distribuição de electricidade em Espanha (+€7.5M), e de um aumento das receitas reguladas em Espanha e Portugal. O EBITDA da distribuição de electricidade e comercialização de último recurso em Portugal (65% do EBITDA total das redes reguladas na P. Ibérica) subiu 3%, reflectindo um aumento de 1% da margem bruta regulada (+€6M) e a estabilidade dos custos controláveis.

EÓLICO – O EBITDA da EDP Renováveis subiu 27% (+€72M) reflectindo um aumento de 33% (+€102M) da margem bruta, explicado por: (i) um crescimento de 22% da capacidade instalada; (ii) um factor médio de utilização estável de 31%; (iii) uma subida de 32% da produção; e (iv) um aumento de 1% do preço médio de venda. Os custos operacionais subiram €30M devido ao crescimento das operações. Na **Europa**, o EBITDA subiu 37% (+€60M): a produção aumentou 50%, com base num aumento de 18% da capacidade instalada e num factor médio de utilização superior (+4pp para 29%), enquanto a tarifa média recuou 8%, penalizada pelo mercado Espanhol (-13%), onde a quebra de 28% do preço médio realizado foi atenuada por vendas contratadas a prazo a um preço superior (impacto de +€11M). Nos **EUA**, o EBITDA subiu 11% (+€13M) com base num aumento de 20% da produção (+28% de capacidade), mitigada por um factor médio de utilização inferior (de 36% no 1S09 para 32% no 1S10) decorrente de fracos recursos eólicos. O preço médio de venda nos EUA subiu 3%, reflexo: (i) de um aumento de 7% do preço médio dos CAE, para USD54.8/MWh; e (ii) de uma subida de 24% no preço médio da produção vendida em mercado, para USD33.5/MWh.

BRASIL – O EBITDA da Energias do Brasil subiu 45% (+€105M), suportado numa apreciação de 23% do Real contra o Euro (+€64M). Em moeda local, o EBITDA subiu 17% devido: (i) à forte recuperação da procura de electricidade nas nossas áreas de concessão (o volume de electricidade vendida subiu 9%); (ii) ao impacto positivo dos reajustes tarifários anuais na Escelsa (Ago-09) e na Bandeirante (Out-09); e (iii) ao impacto positivo dos desvios tarifários na actividade de distribuição (+€24m). O EBITDA das actividades de produção e comercialização (-3% no período) foi afectado pela estratégia de alocação trimestral dos volumes anuais contratados, que resultou numa diminuição de 2% do volume vendido.

(1) Com a aplicação da IFRIC 18, o activo recebido dos clientes é registado pelo custo estimado de construção, por contrapartida de proveitos operacionais. No entanto, tendo em consideração que a IAS 16 estabelece que a amortização do activo se deve realizar pelo período em que são gerados benefícios económicos, os activos são amortizados na totalidade no próprio ano.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Provisões & Amortizações (€ M)	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.830,8	1.610,5	14%	+220
Provisões	39,3	18,8	109%	+21
Amortizações	717,9	619,1	16,0%	+99
Compensações de amortizações	(12,7)	(5,8)	-118%	-7
EBIT	1.086,3	978,5	11%	+108

Resultados Financeiros (€ M)	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(241,4)	(294,9)	18%	+54
Custos financeiros capitalizados	84,2	46,0	83%	+38
Diferenças de câmbio e derivados	(59,2)	10,7	-	-70
Rendimentos de participações de capital	10,2	7,6	34%	+3
Outros ganhos e perdas financeiros	(26,7)	(56,7)	53%	+30
Resultados Financeiros	(232,9)	(287,2)	19%	+54

Ganhos/(Perdas) Emp. Associadas (€ M)	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
CEM (21%) - China/Macau	4,7	5,0	-4,9%	-0
DECA II (EEGSA (21%)) - Guatemala	3,0	2,5	18%	+0
EDP Renováveis (subsidiárias)	3,3	1,9	73%	+1
Outros	2,1	4,3	-50%	-2
Ganhos/(Perdas) Empresas Associadas	13,1	13,7	-4,2%	-1

Ganhos/(Perdas) Alien. Act. Financ. (€ M)	1S10	1S09	Δ %	Abs. Δ
ESC 90 (49%) - Telecoms Brasil	-	14,7	-	-15
Soto IV (25%) - CCGT Espanha	-	12,9	-	-13
Oni SGPS - Telecoms Portugal	6,9	-	-	+7
Outros	(2,1)	0,3	-	-2
Ganhos/(Perdas) Alien. Activos Financ.	4,8	27,9	-83%	-23

Taxa Imposto (€ M)	1S10	1S09	Δ %	Abs. Δ
Resultados Antes de Impostos	871,3	732,9	19%	+138
IRC e impostos diferidos	231,9	193,3	20%	+39
Taxa de imposto efectiva (%)	26,6%	26,4%	0,2 pp	-
Ganhos/(perdas) alien. operações descont.	-	-	-	-

Interesses Minoritários (€ M)	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	8,0	14,0	-43%	-6
HC Energia	(0,7)	1,3	-	-2
Subsidiárias Gás Portugal	3,1	1,0	210%	+2
Energias do Brasil	64,2	44,0	46%	+20
Outros	-	-	-	-
Interesses Minoritários	74,6	60,3	24%	+14

A aplicação da IFRIC 12 implicou alterações ao nível das amortizações e compensações de amortizações. Estas alterações, que resultaram da reclassificação de activos fixos tangíveis para activos fixos intangíveis, não tiveram qualquer impacto ao nível dos resultados. (Ver impactos na página 34)

As **amortizações** (líquidas da compensação pela amortização de activos subsidiados) aumentaram 15% no 1S10 (+€92M), devido: (i) a um aumento das amortizações na EDPR (+€54M), decorrente dos aumentos de capacidade eólica instalada; (ii) à entrada em operação das CCGT de Lares 1 e 2 em Portugal (Out/Nov-09) (+€9M); (iii) à consolidação pela primeira vez dos activos de gás adquiridos à Gas Natural (+€10M); e à aplicação da IFRIC 18⁽¹⁾ aos nossos activos de distribuição de gás e electricidade em Espanha (+€8M).

Resultados Financeiros:

a) Os **juros financeiros líquidos** diminuíram 18% no período, para €241M no 1S10, beneficiando de uma queda de c70pb no custo médio da dívida, de 4,2% no 1S09 para 3,5% no 1S10, em linha com a redução das taxas de juro de curto prazo (de notar que c54% da dívida da EDP está indexada a taxa variável sendo o seu principal indexante a Euribor a 3 meses, que caiu de 1,66% em média no 1S09 para 0,67% em média no 1S10). Este efeito compensou o aumento de 7% da dívida líquida média;

b) Os **custos financeiros capitalizados** aumentaram €38M no período para €84M no 1S10, reflectindo essencialmente: (i) maior capitalização dos custos financeiros ao nível da EDPR; (ii) um aumento do montante de imobilizado em curso relativo à central a carvão de Pecém no Brasil; e (iii) a capitalização de juros sobre os direitos de concessão das centrais hidroeléctricas de Fridão e Alvito em Portugal;

c) As **diferenças de câmbio e derivados** incluem no 1S10 os seguintes impactos: (i) uma perda de €27M com derivados, relativos essencialmente a operações de cobertura nos mercados energéticos e a operações de cobertura de taxa de juro e moeda no que se refere ao financiamento dos investimentos na central a carvão de Pecém no Brasil; e (ii) um impacto cambial negativo de €29M fundamentalmente relacionado com as nossas operações nos EUA, uma vez que durante o 1S10 o EUR sofreu uma desvalorização cambial de 13% face ao USD (9% só no 2T10).

d) A rubrica de **outros ganhos e perdas financeiras** no 1T09 inclui uma perda de €29M para reflectir a diminuição do valor de mercado da participação que a EDP detém no BCP.

Os **ganhos e perdas na alienação de activos financeiros** no 1S10 incluem um ganho de €6,9M relacionado com ajustamentos contratuais ao preço de venda da Oni SGPS (vendida em 2007). No 1S09, os ganhos de capital perfizeram €28M, consequência: (i) de um efeito de diluição decorrente da entrada da Sonatrach no capital da CCGT Soto 4 (com uma participação de 25%), em linha com o definido na parceria estratégica previamente estabelecida; e (ii) do reconhecimento de um ganho de €19M com a venda da participação detida pela Energias do Brasil na ESC 90 (telecoms).

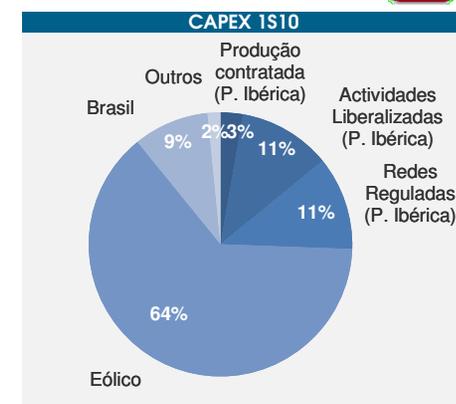
Os **interesses minoritários** subiram 23% para €75M no 1S10, devido a um aumento dos interesses minoritários na Energias do Brasil, decorrente de um crescimento de 25% do resultado líquido e da venda de acções próprias ao mercado durante o 4T09, o que originou um aumento da participação detida pelos accionistas minoritários na Energias do Brasil de 28% para 35%.

(1) Com a aplicação da IFRIC 18, o activo recebido dos clientes é registado pelo custo estimado de construção, por contrapartida de proveitos operacionais. No entanto, tendo em consideração que a IAS 16 estabelece que a amortização do activo se deve realizar pelo período em que são gerados benefícios económicos, os activos são amortizados na totalidade no próprio ano.

Investimento Operacional



Invest. Operacional (€ M)	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.	1T09	2T09	3T09	4T09	1T10	2T10	3T10	4T10
Prod. contratada (P. Ibérica)	35,7	49,6	-28%	-14	21,0	28,6	22,9	55,0	12,8	22,9	-	-
Liberalizado (P. Ibérica)	149,2	401,0	-63%	-252	292,2	108,8	135,3	167,7	54,8	94,4	-	-
Redes reguladas (P. Ibérica)	150,1	158,1	-5,1%	-8	63,4	94,7	96,2	112,4	66,2	83,9	-	-
Eólico	834,3	912,5	-8,6%	-78	403,5	509,0	539,1	238,8	382,0	452,3	-	-
Brasil	121,8	96,3	27%	+26	39,7	56,5	64,2	98,1	39,5	82,3	-	-
Outros	20,5	35,5	-42%	-15	20,6	14,9	17,3	34,8	17,3	3,3	-	-
Grupo EDP	1.311,7	1.653,0	-21%	-341	840,5	812,5	875,0	706,7	572,6	739,1	-	-
Expansão	1.008,1	1.372,1	-27%	-364	716,3	655,8	713,7	470,5	446,6	561,5	-	-
Manutenção	303,6	280,9	8,1%	+23	124,2	156,7	161,3	236,3	126,0	177,7	-	-



Projectos que Entraram em Operação em 2010 (€ M)	MW	Invest. 2010
Eólico	112	154,0
Hídrica (Brasil)	2	0,5
Regime especial (excl. eólico)	25	2,9
Total	139	157,3

Projectos em Desenvolvimento (€ M)	MW	Invest. 2010	Invest. Acumulado
Projectos em Construção			
Hídricas Portugal	1.677	64,7	340,7
Eólico (1)	1.180	680,3	1.649,7
CCGT Pen. Ibérica	424	21,6	256,0
Carvão Brasil	360	51,9	326,5
Hídrica Brasil	18	5,2	16,2
Regime especial (excl. eólico)	10	2,9	3,7
Total	3.668	826,7	2.592,7
Concessão Hídricas	-	-	285,2
Total	-	826,7	2.877,9

O investimento operacional ascendeu a €1.312M no 1S10, 77% do qual destinado a projectos de expansão. Em linha com a estratégia da EDP de reforçar a sua exposição a tecnologias livres de emissão de CO₂ e a actividades de risco controlado, 91% do investimento de expansão foi destinado ao desenvolvimento de nova capacidade eólica e hídrica e 87% do investimento total foi canalizado para actividades reguladas e contratadas a longo prazo. O investimento de expansão no 1S10 caiu €364M (vs 1S09), reflectindo o menor investimento na produção convencional no mercado liberalizado na península Ibérica (-€269M) e no eólico (-€78M). A redução do investimento na nossa actividade de produção liberalizada resulta essencialmente do 1T09 incluir o pagamento de €232M relativo aos direitos de concessão das centrais hidroeléctricas de Fridão (238MW) e Alvito (225MW) em Portugal. O investimento de manutenção no 1S10 cresceu €23M (vs 1S09), para €304M, reflectindo essencialmente um aumento do investimento pluri-anual em algumas centrais em mercado, em Portugal.

A EDP investiu €157M em trabalhos finais com a capacidade eólica que entrou em operação no 4T09 e na conclusão dos trabalhos de construção de 139MW de capacidade que entrou em operação no 1S10: i) +92MW eólicos nos EUA; (ii)+21MW eólicos em França; ii) +25MW de co-geração em Portugal (central do Barreiro). A Jun-10, a EDP tinha uma capacidade instalada total de 20,8GW.

No final de Jun-10, a EDP já tinha investido um total de €2.6MM em 3.668MW de nova capacidade em construção, dos quais 2.874MW (78%) reportava a tecnologias livres de emissões de CO₂ (hídrica e eólica). Adicionalmente, a EDP tinha já pago €285M pelo direitos de construção e operação de 3 novas centrais hídricas em Portugal. Em Portugal, a EDP já investiu perto de €340M (23% do total esperado) em 6 centrais hidroeléctricas em construção: i) 4 repotenciações com um total de 1,429MW (Picote II, Bemposta II, Alqueva II e Venda Nova III), com arranque previsto entre Dez-2011 e Mai-2015; e ii) 2 novas barragens com um total de 248MW (Ribeiradio e Baixo Sabor), com arranque previsto em Out-2013 e Dez-2013. Em termos de capacidade eólica, a EDP já investiu €1,3MM em 1.180MW em construção: 602MW na Europa, 508MW nos EUA e 70MW no Brasil. O tempo médio de construção de um parque eólico varia habitualmente entre os 12 e 18 meses. No que se refere a nova capacidade térmica, a EDP já investiu: i) €256M (86% do investimento esperado) na CCGT de Soto 5 em Espanha (424MW), com entrada em operação prevista para o 1T11; e ii) €327M (57% do investimento total) na central a carvão de Pecém no Brasil (360MW), com entrada em operação prevista para o final de 2011.

(1) Excludes Eólicas de Portugal (138MW), 40% owned by EDP group

Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M)	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.830,8	1.610,5	14%	+220
Imposto corrente	(178,7)	(166,9)	-7,0%	-12
Juros financeiros líquidos	(241,4)	(294,9)	18%	+54
Resultados de associadas e dividendos recebidos	23,3	13,7	50%	+10
Outros ajustamentos	4,7	119,4	-96%	-115
FFO	1.438,8	1.281,8	12%	+157
Juros financeiros líquidos	241,4	294,9	-18%	-54
Resultados de associadas e dividendos recebidos	(23,3)	(13,7)	70%	-10
Investimento em fundo de manei	(792,8)	846,5	-	-1.639
Défice e desvios tarifários	(263,2)	1.097,6	-	-1.361
Cash Flow Operacional	864,0	2.409,5	-64%	-1.545
Investimento operacional de expansão	(1.008,1)	(1.372,1)	-27%	+364
Investimento operacional em melhorias	(303,6)	(280,9)	8,1%	-23
Var. de fundo manei de fornecedores de imobilizado	(174,9)	(243,9)	-28%	+69
Cash Flow Operacional Líquido	(622,6)	512,6	-	-1.135
Investimentos/desinvestimentos financeiros (líquidos)	14,8	4,1	-	+11
Juros financeiros líquidos pagos	(144,6)	(290,9)	50%	+146
Dividendos recebidos de associadas	19,5	21,4	-9%	-2
Dividendos pagos	(561,8)	(507,2)	-11%	-55
Receb. antecipados de parceiros instif. nos EUA	108,8	39,3	177%	+69
Outras variações não operacionais	(915,4)	(108,1)	-	-807
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(2.101,3)	(328,7)	-	-1.773

Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Principais Investimentos Financeiros	70,6	63,9	11%	+7
Perímetro consolidação EDP Renováveis	54,7	53,3	176%	+1
Outros	15,9	10,5	51%	+5
Principais Desinvestimentos Financeiros	85,4	68,0	26%	+17
Perímetro consolidação EDP Renováveis	72,7	17,0	-	+56
ESC90 (Brasil)	-	34,4	-	-34
Outros	12,7	16,5	-23%	-4
(Investimentos) Financeiros Líquidos/Desinvestimentos	14,8	4,1	260%	+11

O **FFO aumentou 12% no período para €1.439M** em resultado do: 1) aumento de 10% da capacidade instalada, 2) recuperação da procura de electricidade, 3) consolidação dos activos de gás adquiridos à Gás Natural e 4) diminuição do custo médio da dívida. O FFO não inclui o impacto dos desvios tarifários nas actividades contratadas de longo prazo, reflectidas ao nível das variações no fundo de manei.

O **cash flow operacional consolidado** diminuiu 64% no 1S10 para €864M reflectindo a venda sem recurso em 2009 dos direitos ao recebimento do défice tarifário em Portugal acumulado em 2007 e 2008 num total de €1.2MM. A variação em "Investimento em fundo de manei" é principalmente explicada pelo elevado montante de imposto pago (IRC) em Portugal no 2T10 devido ao forte aumento da receita fiscal do Grupo EDP em 2009 relacionado com a venda sem recurso dos direitos ao recebimento do défice tarifário em Portugal acumulado em 2007, 2008 e 2009 no montante de €1,7MM. A variação da linha de "Défice e Desvios Tarifários" deve-se aos recebimentos futuros da act. Regulada gerados no 1S10 que tiveram uma contribuição negativa de €263M no cash flow da EDP, essencialmente devido à diminuição do desvio tarifário positivo em Portugal, que está a ser devolvido aos clientes através das tarifas (€262M) e défice tarifário adicional gerado em Espanha durante o 1S10 (+€123M).

O **investimento operacional de expansão** diminuiu 27% no 1S10 para €1.008M devido a uma diminuição do investimento nas actividades liberalizadas na Península Ibérica relacionado com a entrada em funcionamento da central de Lares (CCGT) no 4T09 e o pagamento de €232M respeitantes aos direitos de concessão dos aproveitamentos hidroeléctricos de Fridão e Alvito em Portugal no 1T09. O aumento de "fundo de manei relacionado com fornecedores de imobilizado" reflecte os trabalhos de construção de Soto 5.

Os **desinvestimentos financeiros** incluem principalmente receitas de: (1) cauções de depósitos nos EUA de parcerias institucionais. Os **investimentos financeiros** no 1S10 incluem: (1) montantes relacionados com a actividade da EDPR, como pagamento de taxas de sucesso relacionados ao desenvolvimento de projectos eólicos previamente adquiridos pela EDP e a aquisição de participações em parques eólicos em Espanha e projectos eólicos em Itália.

A diminuição de **juros financeiros pagos** reflecte a diminuição do custo médio da dívida influenciado por uma diminuição nas taxas de juro de curto prazo.

Em 13 de Maio de 2010, a EDP pagou o seu **dividendo anual** totalizando €562M (€0,155/acção), o que representa um crescimento de 11% face ao ano anterior.

No 2T10, a nossa subsidiária para o negócio de produção eólica nos EUA, recebeu dos **parceiros institucionais** €109M, relacionados com acordos assinados em Jun-10.

As "**Outras variações não operacionais**" foram impactadas pela variação cambial (apreciação do dólar americano e do real brasileiro relativamente ao euro durante o 1S10) e pelo "fair value" das coberturas de dívida.

Em conclusão, a **dívida líquida** no 1S10 aumentou €2,1MM.

Balanço Consolidado



Activo (€ M)	Jun vs. Dez		
	Jun-10	Dez-09	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	20.060	18.414	1.646
Activos intangíveis	10.009	9.630	379
Investimentos financeiros	640	618	22
Impostos diferidos activos	681	661	19
Inventários	322	273	49
Clientes (líquido)	2.180	2.008	172
Outros devedores (líquido)	4.864	4.736	128
Act. Fin. ao justo valor através dos resultados	82	85	-3
Caixa e equivalentes de caixa	1.435	2.190	-754
Total do Activo	40.273	38.615	1.659
Capital Próprio (€ M)	Jun-10	Dez-09	Δ Abs.
Capital	3.657	3.657	-
Acções próprias e prémios de emissão acções	385	382	3
Resultados e outras reservas	2.859	2.229	631
Resultado líquido atribuível accionistas da EDP	565	1.024	-459
"Equity Value" Contabilístico	7.466	7.291	174
Interesses Minoritários	2.925	2.688	237
Total do Capital Próprio	10.390	9.979	412
Passivo (€ M)	Jun-10	Dez-09	Δ abs.
Empréstimos (médio e longo -prazo)	14.607	13.486	1.121
Empréstimos (curto-prazo)	3.018	2.794	223
Provisões para riscos e encargos	392	343	50
Conta de hidráulidade	94	113	-19
Impostos diferidos passivos	845	761	84
Credores e outros passivos (líquido)	10.926	11.139	-213
Total do Passivo	29.883	28.636	1.247
Total do Capital Próprio e Passivo	40.273	38.615	1.659
Recebimentos Futuros da Act. Regulada (€ M)	Jun-10	Dez-09	Δ Abs.
Portugal (1)	(247)	(509)	262
Espanha (2)	624	501	123
Brasil (1)	(13)	18	-31
Revisibilidade dos CMEC's	495	585	-90
Recebimentos Futuros da Activid. Regulada	859	596	263
Prov. Benef. Sociais e Inst. Partnership (€ M)	Jun-10	Dez-09	Δ Abs.
Pensões (3)	1.083	1.109	-26
Actos médicos	779	770	9
"Institutional partnership" - Passivo ajustado (4)	1.053	835	218
Prov. Benef. Sociais e Inst. Partnership	2.915	2.715	200

O balanço consolidado teve um impacto significativo relativo à aplicação da **IFRIC 12** aos negócios da distribuição de gás, distribuição de electricidade e produção de electricidade cuja aplicação resultou na reclassificação de activos fixos tangíveis para activos fixos intangíveis e activos financeiros e o "netting" das participações de imobilizado contabilizadas no passivo com os respectivos activos. Desta forma, a aplicação da IFRIC 12 implicou alterações no balanço consolidado de 2009.

O **activos tangíveis fixos** aumentaram €1,7MM vs. Dez-09 para €20,1MM no seguimento: (1) dos investimentos realizados na construção de novas centrais eléctricas, nomeadamente hídras e eólicas e (2) um aumento rede eléctrica regulada. O aumento dos **activos intangíveis** de €0,4MM vs Dez-09 está relacionado com a actualização do justo valor da opção de venda da Naturgas. Note-se que em Jun-10, o balanço da EDP incluía €4,2MM de trabalhos em curso, (14% do total de €30,1MM activos fixos) relacionados com investimentos já realizados em centrais eléctricas, equipamentos ou direitos de concessão que ainda não estão em actividade nem a ser amortizados.

O **valor contabilístico dos investimentos e activos financeiros** totalizava €722M em Jun-10, incluindo essencialmente as nossas participações financeiras no BCP (2,6%), REN (3,5%), Ampla (7,7%), Deca (21%) e CEM (21%).

A rubrica **outros devedores** registou um aumento de €0,1MM vs. Dez-09, no seguimento da subida dos activos da actividade regulada a receber no futuro relacionado com o deficit tarifário adicional de Espanha ocorrido durante o 1S10. Em Jun-10, o balanço da EDP continuava a incluir €872M de activos da actividade regulada a receber no futuro, não incluindo os activos da actividade regulada a receber no futuro do Brasil, que são reconhecidos em GAAP Brasileiro mas não em IFRS.

O aumento de €0,2MM vs. Dez-09 em capitais **próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** reflecte o resultado líquido do período no montante de €565M, o pagamento de dividendos de €562M em Mai-10 e o impacto positivo da apreciação do real face ao euro.

O aumento de €0,2MM vs. Dez-09 dos **interesses minoritários** está principalmente relacionado com a apreciação do real face ao euro (2.21 em 31-Jun-10 vs 2.51 em 31-Dez-09).

Os €10,9MM de **credores e outros passivos** incluem €1,9MM relativos a benefícios aos empregados. Este montante inclui impostos, e mais de 70% destes passivos são relacionados com colaboradores da distribuição em Portugal, significando que a maioria destes passivos deverão no futuro fazer parte da base de custos regulada no momento do pagamento. O decréscimo de €0,2MM vs. Dez-09 reflecte o pagamento de imposto em Portugal (IRC) no 2T10 e a diminuição do desvio tarifário positivo em Portugal.

O **passivos ajustados de parcerias institucionais** totalizaram €1.053M em Jun-10 vs €835M em Dez-09. Este montante é ajustado de proveitos diferidos e cauções de depósitos. Os proveitos diferidos são relacionados com benefícios 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.

(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.

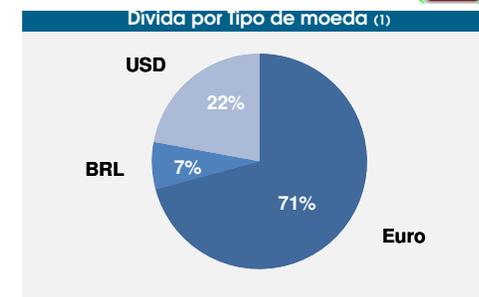
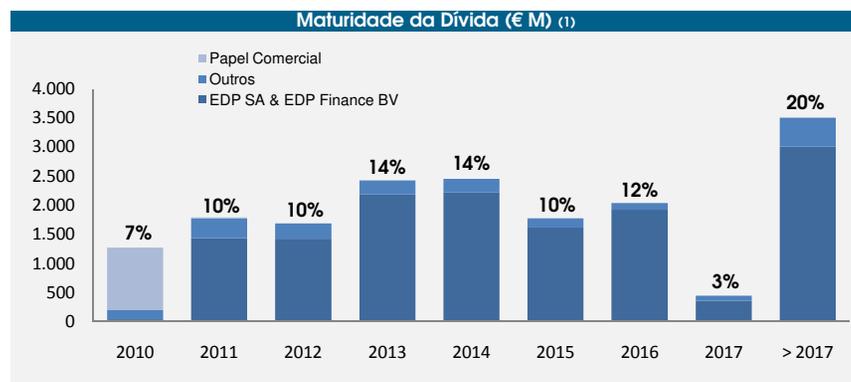
Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por Empresa (€ M)	1S10	2009	EDP %
EDP S.A. e EDP Finance BV	15.124,0	13.704,9	100%
EDP Produção	199,2	200,9	100%
HC Energia	195,0	335,8	97%
EDP Renováveis	554,4	539,3	78%
Portgás	83,6	100,9	72%
Energias do Brasil	1.196,3	1.245,6	65%
Dívida Financeira Nominal	17.352,4	16.127,4	-
Juros da dívida a liquidar	233,6	245,5	-
Dívida Financeira Nominal+Juros a Liquidar	17.586,0	16.372,9	-
Fair value(dívida coberta)	39,1	(91,8)	-
Dívida Financeira	17.625,1	16.281,1	-
Caixa e Equivalentes	1.435,4	2.189,6	-34%
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	652,3	1.305,4	-
EDP Renováveis	483,2	443,6	-
Energias do Brasil	299,9	440,5	-
Activos Financ. ao Justo Valor atrav. Resultados	81,8	84,9	-
Dívida Líquida do Grupo EDP	16.107,9	14.006,7	-

Rating da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	A-/Neg/A2	A3/Stab/P2	A-/Stab/F2
Último relatório de Rating	04-08-2009	13-07-2010	17-06-2010

Rácios de Dívida	1S10	2009
Dívida Líquida / EBITDA	4,4x	4,2x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	4,2x	3,9x



A dívida líquida/EBITDA e dívida líquida/EBITDA ajustada de recebimentos futuros da actividade regulada da EDP no 1S10 foi 4,4x e 4,2x respectivamente.

Em Mar-10, a EDP emitiu obrigações no montante de €1.000M com vencimento em 5 anos (Mar-15) tendo de seguida realizado um "swap" da taxa de juro de fixa para variável. Ainda no 2T10, a EDP emitiu duas emissões privadas com taxa variável no montante de USD100M e €500M com vencimento em 5 anos e 1 ano, respectivamente.

Como consequência, o peso da taxa variável na dívida consolidada do grupo aumentou (50% variável/50% fixa em Dez-09 para 54% variável/46% fixa em Jun-10). A nossa principal taxa de referência é a Euribor a 1 mês/Euribor 3 meses. O prazo médio da dívida era de 5,2 anos em Jun-10.

Em Jun-10, a Fitch reafirmou o rating de longo prazo da EDP em 'A-' atribuindo outlook estável e em Jul-10, a Moody's manteve o rating de longo prazo da EDP em 'A3' atribuindo outlook estável.

Em Jun-10, as linhas de crédito disponíveis totalizavam €2.295M, o que implicou um total de caixa e linhas de crédito disponíveis no montante de €3.812M.

Adicionalmente, a EDP assinou, em Jul-10, um empréstimo com o BEI no montante de €140M com vencimento em 15 anos e dois contratos bilaterais no montante de €100M cada com vencimento em 3,5 e 2 anos, respectivamente. O total de caixa e linhas de crédito disponíveis após estas transacções realizadas em Jul-10 totalizou €4,152M. Esta liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de caixa para além de 2011.

Em Jun-10, o montante de papel comercial ascendeu a €1,1MM. A EDP pretende continuar a realizar o "roll-forward" durante 2010, tendo como suporte o financiamento na modalidade "revolving" no montante de €1,6MM, que actualmente encontra-se totalmente disponível e vence em 2012.

A dívida relacionada com "Outros" corresponde principalmente ao financiamento local da Energias do Brasil e "project finance" na EDP Renováveis, sendo que ambos os financiamentos não tem recurso à EDP.

Para 2010 e 2011, irão vencer duas emissões de obrigações no montante de €0,7MM com maturidade em Mar-11 e de €0,5MM com maturidade em Jun-11.

(1) Valor Nominal.



Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha (1)			Península Ibérica		
	1S10	1S09	Δ%	1S10	1S09	Δ%	1S10	1S09	Δ%
Hidroeléctrica	10,3	4,4	132%	25,1	13,9	81%	35,3	18,3	93%
Nuclear	-	-	-	29,2	26,0	12%	29,2	26,0	12%
Carvão	1,7	6,0	-72%	7,2	18,2	-60%	8,9	24,2	-63%
CCGT	4,5	5,3	-15%	29,3	35,0	-16%	33,8	40,3	-16%
Fuel/gas/diesel	(0,0)	0,2	-	0,9	1,0	-10%	0,9	1,2	-28%
Auto-consumo	-	-	-	(2,9)	(3,5)	-18%	(2,9)	(3,5)	-18%
(-) Bombagem	(0,2)	(0,4)	-52%	(2,6)	(1,9)	39%	(2,8)	(2,3)	23%
Regime Convencional	16,3	15,5	4,8%	86,2	88,6	-2,8%	102,4	104,2	-1,7%
Eólica	4,7	3,2	50%	22,1	17,2	-	26,8	20,3	-
Outras	4,6	3,3	40%	24,3	21,3	-	28,9	24,6	-
Regime Especial	9,3	6,4	45%	46,4	38,5	21%	55,7	44,9	24%
Importação/(exportação)	0,4	2,7	-86%	(3,5)	(3,3)	4,2%	(3,1)	(0,6)	413%
Consumo Referido à Emissão	26,0	24,7	5,2%	129,1	123,8	4,3%	155,0	148,5	4,4%
Corrigido temperatura, dias úteis			4,4%			3,6%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1S10	1S09	Δ%	1S10	1S09	Δ%	1S10	1S09	Δ%
Procura convencional	17,6	13,6	30%	139,3	126,0	11%	156,9	139,6	12%
Procura para produção electricidade	9,5	10,8	-12%	61,6	71,8	-14%	71,1	82,7	-14%
Procura total	27,1	24,4	11%	200,9	197,9	1,5%	228,0	222,3	2,6%

A procura de electricidade na P. Ibérica (P.I.) cresceu 4,4% no 1S10, com uma clara recuperação evidenciada ao longo de todo o semestre: +4,4% em Portugal e +3,6% em Espanha, ajustados por efeitos temperatura e dias úteis. Apesar da retoma na procura total (+6,6TWh), o consumo ficou 1,4% aquém do 1S08 e a procura térmica caiu 34% (22TWh), reflectindo: (1) +17TWh de produção hídrica líquida, suportada por factores de produção muito acima da média (1,4 em Portugal e Espanha); (2) +6,5TWh de produção eólica, sustentado por um acréscimo de 17% na capacidade instalada e por fortes recursos eólicos (1T10); e (3) +4,3TWh no regime especial.

Mesmo com uma capacidade instalada 6% superior na P.I. (vs 1S10), os factores médios de utilização de CCGT em Espanha superaram os de carvão (30% vs 15%) no 1S10, reflectindo (i) a maior flexibilidade tecnológica das CCGTs, (ii) condições de abastecimento de gás na P.I. essencialmente suportadas em contratos de LP com 'take-or-pay'. A capacidade instalada em fuelóleo/gasóleo e carvão na P.I. recuou 21% e 2%, respectivamente.

No 2T10, o preço à vista subiu 38% vs 1T10, recuperando do tempo extremamente ventoso/chuvoso que se fez sentir no 1T10. Mesmo assim, o preço médio no 1S10 ficou 25% aquém do 1S09, reflexo das elevadas taxas de armazenamento em barragens alcançadas no 1T10 e do excesso de gás na P.I.. Fruto de um mix de produção mais barato em Portugal, as importações líquidas provenientes de Espanha tornaram-se imateriais e o preço médio de electricidade à vista em Portugal ficou €0,2/MWh abaixo de Espanha. A queda do preço final de electricidade em Espanha foi menor do que no Mercado à vista, reflexo do maior peso de custos de sistema no preço final (suportado pela crescente necessidade de capacidade de segurança decorrente do aumento do peso do vento no sistema): o preço final de electricidade recuou 15% face ao 1S09 e manteve-se estável no 2T10 (vs 2T09), em €41/MWh.

No Mercado de gás na P.I., o volume consumido recuperou 3% no 1S10, impulsionado pela maior procura convencional (+12%). Mesmo assim, o consumo total de gás no 1S10 ficou 12% aquém de 1S08. O gás consumido na produção de electricidade caiu 14% devido ao menor funcionamento de CCGT. A diferença entre o preço de gás implícito nos contratos de LP na P.I. (CMP em Espanha) e o preço à vista (Zeebrugge) manteve-se significativa, apesar do crescimento mais rápido do segundo no 2T10: +15% vs 1T10, que compara com +5% do índice de referência de contratos de LP em Espanha.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1S10	1S09	Δ%
Hídrica	21,2	21,2	-
Nuclear	7,4	7,4	-
Carvão	11,9	12,2	-2,3%
CCGT	24,1	22,8	5,7%
Fuel/gas/diesel	4,7	6,0	-21%
Regime Convencional	69,4	69,6	-0,3%
Eólica	22,8	19,5	17%
PRE's (outras)	16,7	16,0	5,0%
Regime Especial	39,6	35,4	12%
Total	109,0	105,1	3,7%

Preços de Electricidade a prazo no Mercado Ibérico (OMIP)



Factores Chave	1S10	1S09	Δ%
Coef. hidráulica (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,43	0,69	107%
Espanha	1,39	0,74	88%
Preço de electricidade à vista, €/MWh (2)			
Portugal	29,95	40,84	-27%
Espanha	30,19	39,99	-25%
Preço final electricidade à vista, €/MWh (2) (3)			
Espanha	38,11	44,83	-15%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton (2)	14,4	12,6	14%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (2)	83,8	68,7	22%
Gás (CMP), €/MWh (2)	21,7	23,7	-8,5%
Gás Zeebrugge, €/MWh (2)	14,5	14,7	-0,9%
Brent, USD/Barril (2)	78,5	52,4	50%
EUR/USD (2)	1,33	1,33	0,0%

(1) Fonte: REE;

(2) Média no período

(3) Preço final inclui preço à vista e custos de sistema (garantia de potência, serviços de sistema).

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



DR Operacional (€ M)	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	462,3	624,4	-26%	-162
Receitas no mercado (i)	369,6	398,7	-7,3%	-29
Desvio anual (ii)	92,3	199,3	-54%	-107
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	0,4	26,4	-98%	-26
Custos Directos: CAE/CMEC	4,3	160,2	-97%	-156
Carvão	37,0	128,6	-71%	-92
Fuel	2,8	16,1	-82%	-13
CO ₂ e outros custos (líquidos)	(35,6)	15,6	-	-51
Margem Bruta CAE/CMEC	458,0	464,2	-1,3%	-6
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	27,7	23,7	17%	+4
Mini-hídricas	37,0	19,0	95%	+18
Margem Bruta Regime Especial	64,7	42,7	52%	+22
Custos operacionais	100,6	86,7	16%	+14
EBITDA	422,2	420,2	0,5%	+2
Amortizações & provisões líquidas	113,1	126,9	-11%	-14
EBIT	309,1	293,3	5,4%	+16
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (l. íq.) r	(13,7)	(4,6)	-196%	-9
Empregados (#)	1.420	1.466	-3,1%	-46

CAE/CMEC: Dados-chave	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada (Km)				
Hídrica	1,02	1,02	-0,3%	-0,0
Térmica	1,09	1,09	0,3%	+0,0
Capacidade Instalada (MW)	6.931	6.987	-0,8%	-56
Hídrica (2)	4.094	4.094	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Fuelóleo	1.657	1.713	-3,3%	-56

Regime Especial: Dados-chave	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	1.348	1.068	26%	+280
Mini-hídricas Portugal	422	221	90%	+200
Térmica em Portugal	460	391	18%	+69
Térmica em Espanha	467	455	2,5%	+11
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	88	86	2,5%	+2
Térmica em Portugal	27	24	12%	+3
Térmica em Espanha	33	32	4,2%	+1

Investimento Operacional (€M)	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	26,7	28,2	-5,3%	-2
Recorrente - Hídricas	8,7	7,3	19%	+1
Recorrente - Térmicas	6,9	8,8	-22%	-2
Não recorrentes (ambiental)	11,2	12,2	-8,4%	-1
Regime Especial	9,0	21,4	-58%	-12
Expansão	7,7	17,2	-55%	-9
Manutenção	1,3	4,2	-69%	-3
Total	35,7	49,6	-28%	-14

No 1S10, o EBITDA da produção contratada de longo prazo manteve-se estável, reflectindo por um lado o impacto positivo de uma maior produção nas nossas centrais mini-hídricas, nova capacidade instalada sob o regime especial e resultados com combustíveis mais altos e, por outro lado, o impacto negativo do descomissionamento da central do Barreiro, menor inflação e maiores custos operacionais.

A margem bruta de CAE/CMEC recuou 1,3% (-€6M) no 1S10, para €458M, reflectindo essencialmente o descomissionamento da central do Barreiro (-€8M), inflação mais baixa e o impacto de menos horas de funcionamento nas centrais térmicas. Em linha com o passado, a margem bruta beneficiou de uma performance, em termos de disponibilidade, superior à contratada: 9% acima nas centrais térmicas, 2% acima nas centrais hídricas. As variações de preços de combustíveis entre o momento de compra e consumo (não recorrentes) resultaram num proveito de €3,8M no 1S10 (vs. um custo de €29M no 1S09). Note-se que como reflexo da nossa estratégia de hedging desta diferença através de instrumentos financeiros, este impacto é compensado ao nível dos resultados financeiros, seja no trimestre anterior, presente ou em trimestres seguintes. A redução de 1% na capacidade instalada em regime CAE/CMEC resultou da exclusão da central a fuelóleo do Barreiro (56MW).

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €92M no 1S10. Este desvio resulta de baixos preços de Mercado (€30 vs €53/MWh⁽³⁾) assumido nos CMEC) e da baixa produção térmica. Este valor será recuperado nos próximos 24 meses, através das tarifas de acesso, pagas por todos os consumidores de electricidade em Portugal.

A margem bruta no regime especial cresceu 52% (+€22M) no 1S10 impulsionada pelo acréscimo em 90% na produção das centrais mini-hídricas e pela nova capacidade em operação: 29MW de biomassa na Figueira da Foz (Jun-09), 13MW de biomassa em Constância (Set-09) e 25MW de cogeração no Barreiro (Mar-10).

Os custos operacionais ascenderam a €101M no 1S10 (+16%) reflectindo abates de equipamento, o aumento de capacidade instalada e alguns ganhos não recorrentes registados no 1S09.

As amortizações desceram 11% no 1S10, reflectindo o descomissionamento da central do Barreiro e a extensão da vida útil em diversas centrais.

O investimento operacional na produção contratada de LP recuou 28% (-€14M) no 1S10, para €36M, reflectindo essencialmente o menor investimento em regime especial (-€12M), nomeadamente em projectos de expansão. O capex não recorrente, que representou 53% do investimento total no 1S10, foi suportado pelo projecto de desnitrificação em Sines (€11M investido no 1S10), o qual deverá ser concluído até 2011. Este investimento encontra-se sob regime CAE/CMEC que será totalmente amortizado até 2017 e remunerado a 8,5% ROA antes de inflação e impostos.

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) o aumento da 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 dos CMECs (outputs, preços de mercado e custos de combustíveis) e os valores verificados, sendo 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.

(1) Inclui €0,5M de ganhos realizados no 1S10 (vs. €76M no 1H09);

(2) Inclui Agueira e Raiva (360MW), cuja gestão foi cedida à Iberdrola Generación por um período de 5 anos, a partir de Abr-09

(3) Inclui serviços de sistema e garantia de potência

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	395,6	411,1	-3,8%	-16
Produção de electricidade	303,5	306,5	-1,0%	-3
Portugal	115,1	103,1	12%	+12
Espanha	185,6	208,5	-11%	-23
Ajustamentos	2,9	-5,1	-	+8
Comercialização de electricidade	41,1	44,9	-8,5%	-4
Comercialização de gás	51,0	59,6	-15%	-9
Custos operacionais	115,5	116,4	-0,8%	-1
EBITDA	280,1	294,7	-5,0%	-15
Provisões	29,2	4,6	539%	+25
Depreciações e amortizações líquidas	97,6	93,0	4,9%	+5
EBIT	153,3	197,1	-22,2%	-44

O EBITDA das actividades liberalizadas recuou 5% no 1S10, para €280M, penalizado pela forte base de comparação. No 1S09 a nossa estratégia de hedging traduziu-se em fortes ganhos num cenário de spreads de mercado negativos e de forte queda no preço da pool. O EBITDA no 2T10 caiu 27% face ao 1T10, reflectindo a sazonalidade da actividade e as oportunidades excepcionalmente positivas proporcionadas por recursos hídricos e eólicos muito abundantes no 1T10, os quais se traduziram em preços de pool muito baixos e numa forte procura nos mercados complementares⁽⁵⁾ de electricidade. **A margem bruta das actividades liberalizadas caiu 4% (-€16M)**, reflectindo (i) -€7M na electricidade, uma vez que o acréscimo de vendas a clientes foi mais do que compensado por menores margens realizadas; e (ii) -€9M na comercialização de gás, penalizada por uma contracção de margens unitárias decorrente do aumento de concorrência.

As nossas centrais dispõem de grande flexibilidade, um factor distintivo nas actuais condições de mercado: as restrições de 'take-or-pay' foram mitigadas através da optimização de alocação de gás a centrais e clientes, o mix de produção tem maior peso de tecnologias flexíveis e a média das nossas centrais térmicas dispõe de soluções tecnológicas mais flexíveis. Tudo isto permite-nos beneficiar de oportunidades nos mercados complementares⁽⁵⁾ decorrentes do aumento do peso do vento. Como resultado desta flexibilidade: (1) as compras de electricidade na pool dispararam no 1S10, beneficiando de baixos preços na pool, e as vendas a clientes representaram 193% da nossa produção; (2) o preço médio de venda nos mercados grossistas excedeu o preço final médio de electricidade em Espanha, (€38/MWh no 1S10) reflectindo as nossas vantagens competitivas nos mercados complementares⁽⁵⁾.

Performance Electricidade	1S10	1S09	Δ%	1S10	1S09	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (1)		
Produção Electricidade	7.939	9.645	-18%	32,8	32,7	0,4%
Compras de Electricidade	15.653	4.079	284%	34,9	44,7	-22%
Fontes de Electricidade	23.592	13.724	72%	34,2	36,2	-5,6%

	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (2)		
Perdas na Rede	655	391	-	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - retalho	15.283	8.162	87%	51,2	66,9	-23%
Mercado Grossista	7.654	5.171	48%	45,9	49,6	-7%
Destinos de Electricidade	23.592	13.724	72%	48,0	58,5	-18%

Volumes: O volume total vendido cresceu 9,9TWh no 1S10 (vs 1S09) impulsionado por (i) um acréscimo de 87% (+7TWh) nas vendas a clientes de retalho, impulsionado pela expansão do mercado livre (em Portugal e Espanha) e por (ii) uma subida de 48% (2,5TWh) no volume vendido no mercado grossista, suportado pelos mercados complementares⁽⁵⁾. As compras de electricidade na pool satisfizeram quase dois terços das necessidades totais de electricidade (vs 30% no 1S09), reflectindo o seu menor custo de oportunidade quando comparado com o custo da produção própria. Assim, a produção nas nossas centrais em mercado recuou 18%.

Margens (1)(2): Apesar das condições de mercado adversas, a margem efectiva no negócio de electricidade ascendeu a €14/MWh, suportada (i) pela nossa estratégia bem sucedida de contratação de vendas e fixação de margens a prazo e (ii) pela nossa maior flexibilidade de optimização do portfólio de geração em mercado. O preço médio efectivo recuou 18% devido aos inferiores preços contratados com clientes (€51/MWh) e menores preços realizados no mercado grossista. O custo médio de electricidade recuou 6% suportado pelo menor custo das compras na pool (-22%).

Para 2010, a EDP tem já 27TWh de vendas contratadas (mais de 100% da produção esperada), a preços que rondam €50/MWh e margens térmicas perto de €10/MWh. Para 2011, a EDP já contratou 10TWh de vendas de electricidade (mais de 50% da produção esperada), com preços e margens em linha com os contratados para 2010.

O nosso abastecimento de gás em 2010 baseia-se num portfolio anual de 4,3bcm, complementado com compras à vista de gás. No 1S10, o consumo de gás aumentou 32%, para 29TWh (2,5bcm), suportado pelas vendas a clientes (+56% vs 1S09), beneficiando do arranque de operações em Portugal (Abr-09) e da consolidação (desde 31-Dez-09) dos activos adquiridos à Gas Natural. O gás consumido nas nossas centrais CCGT/cogeração aumentou 8%, suportado pela entrada em funcionamento de 863MW no 4T09. Em perspectiva, o arranque de testes em Soto5 (CCGT com 424MW em Espanha) no 3T10 deverá contribuir para o aumento do consumo de gás em CCGT.

Margem Bruta Electricidade (€ M)	1S10	1S09	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	0,0	2,1	-98%	-2
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (3)	13,9	24,4	-43%	-10
Margem Unitária (€/MWh)	13,9	24,4	-43%	-10
Volume Total (TWh)	23,6	13,7	72%	+10
Fontes & Destinos Electricidade	327,6	334,5	-2,0%	-7
Outros (4)	17,0	17,0	-0,2%	-0
Total	344,6	351,5	-2,0%	-7

Destinos de Gás (TWh)	1S10	1S09	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	11,9	11,0	8,2%	+1
Vendido a Clientes Finais - Retalho Liberalizado	17,2	11,0	56%	+6
Total	29,1	22,0	32%	+7

(1) Custo variável: inclui custos com combustíveis, custos com CO2 líquido de licenças gratuitas, resultados de coberturas, custos de sistema;

(2) Preço médio de venda: inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso, serviços de sistema;

(3) Inclui resultados de cobertura de electricidade;

(4) Inclui garantia de potência, serviços prestados e outros;

(5) Inclui banda de regulação, mercados de restrições, desvios, intra-diários e serviços de sistema.

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1S10	1S09	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	303,5	306,5	-1,0%	-3
Portugal	115,1	103,1	12%	+12
Espanha	185,6	208,5	-11%	-23
Ajustamentos	2,9	-5,1	-	+8
Fornecimentos e serviços externos	25,9	28,7	-10%	-3
Custos com pessoal	17,4	21,7	-20%	-4
Custos com benefícios sociais	0,9	0,9	3,4%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	12,0	26,9	-55%	-15
Custos Operacionais	56,2	78,2	-28%	-22
EBITDA	247,3	228,4	8,3%	+19
Provisões	12,7	6,5	97%	+6
Deprec. e amortizações líquidas	95,2	91,2	4,4%	+4
EBIT	139,4	130,7	6,6%	+9
Empregados (#)	782	806	-3,0%	-24

Dados-chave	1S10	1S09	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	7.939	9.645	-18%	-1.706
CCGT	4.354	4.549	-4,3%	-195
Carvão	1.583	3.701	-57%	-2.119
Hidroelétrica	1.485	936	59%	+550
Nuclear	516	459	13%	+58
Custos Variáveis (€/MWh) (1)	32,8	32,7	0,4%	+0,1
CCGT	49,3	42,5	16%	+6,8
Carvão	27,3	32,5	-16%	-5,1
Hidroelétrica	0,2	-	-	+0,2
Nuclear	3,8	3,3	15%	+0,5
Factores de Utilização (%)				
CCGT	30%	44%	-	-13p.p.
Carvão	25%	58%	-	-33p.p.
Hidroelétrica	38%	24%	-	14p.p.
Nuclear	76%	68%	-	9p.p.
Emissões CO₂ (M. ton.)				
Total de emissões (2)	4,0	5,9	-32%	-2
Licenças gratuitas (2)(3)	4,9	4,9	0,8%	+0

Investimento Operacional (€ M)	1S10	1S09	Δ%	Δ Abs.
Expansão	110,8	379,6	-71%	-269
CCGT	27,0	88,4	-69%	-61
Hidroelétrica	83,8	291,2	-71%	-207
Manutenção	36,1	17,1	111%	+19
Recorrente	36,4	21,4	70%	+15
Não recorrente (ambiental)	(0,3)	(4,4)	93%	+4
Total	146,9	396,7	-63%	-250

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.

No 1S10, a performance das nossas centrais de produção em mercado ficou marcada por um custo de produção médio por MWh estável e por uma redução de 18% na produção nas nossas centrais em mercado, decorrente do menor custo relativo das compras de electricidade na pool na satisfação da crescente necessidade de electricidade por parte das nossas unidades de comercialização.

CCGTs: A produção caiu 4% no 1S10 (vs 1S09) e 22% no 2T10 (vs 2T09), reflectindo por um lado (i) fraca procura térmica no 1S10 e (ii) uma base de comparação mais forte no 2T09; e por outro lado (iii) aumento de 38% na capacidade instalada essencialmente suportada entrada em operação de Lares 1 e 2 (863MW em Portugal) no 4T09. Os factores médios de utilização no 1S10 situaram-se em linha com a média do mercado, beneficiando da sua maior flexibilidade em regimes de baixas horas de funcionamento. O **custo médio de produção** aumentou 16% no 1S10, suportado por um custo mais elevado associado aos nossos contratos de longo prazo de abastecimento de gás (indexados ao preço do Brent).

Carvão: A produção caiu 57% no 1S10, afectada pela paragem mais longa do que previsto em Aboño 2, no 1T10, e pela forte contracção da procura térmica. Apesar da redução em 33pp do factor de utilização no 1S10, as nossas centrais a carvão mantiveram níveis de funcionamento claramente acima da média de Espanha (25% vs 15%), suportado pela maior eficiência das nossas centrais e utilização de gases siderúrgicos em Aboño. O **custo médio da produção a carvão** recuou 16% no 1S10, suportado pela maior contribuição de gases siderúrgicos e pelo menor défice de emissão de CO₂ no período.

No 1S10, as nossas centrais térmicas aumentaram significativamente o volume vendido nos mercados complementares (1,6TWh vs -0,2TWh no 1S09), fazendo uso da sua flexibilidade, especialmente no 1T10.

As emissões totais de CO₂ recuaram 32% no 1S10, suportado pela forte redução de produção a carvão. Desta forma, as emissões totais ficaram claramente aquém das licenças gratuitas atribuíveis ao período.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica aumentou 59% no 1S10, reflectindo uma pluviosidade extrema, em especial no 1T10. A produção nuclear cresceu 13%, reflectindo uma paragem mais longa do que o previsto na central de Trillo, no 1T09 (durante 7 semanas). No 2T10, a central de Trillo registou uma quebra de 32% na produção (vs 2T09), decorrente de uma paragem de 4 semanas para recarga de combustível.

Os **custos operacionais** caíram 28% (-€22M) no 1S10, reflectindo essencialmente o fim do CO₂ *clawback* (€20M no 1S09), parcialmente compensado por custos associados à imposição legal relacionada com a tarifa social e a capacidade nuclear em 2010 (€5,5M).

O **investimento operacional** na produção liberalizada caiu €250M no 1S10, para €147M, reflectindo o pagamento da concessão das centrais hídricas de Fridão e Alvito em Jan-09 (€232M) e o menor investimento em novas CCGT decorrente do arranque comercial de 863MW em Portugal, no 4T09. O investimento de **expansão** ascendeu a €111M, sustentado por: (1) €65M despendidos na execução de trabalhos de repotenciação em 4 centrais (Picote II, Bemposta II, Alqueva II, Venda Nova III) e em 2 novas centrais em construção (Baixo Sabor e Ribeiradio), com arranque previsto em 2011/15, (2) €27M investido em novas CCGT, nomeadamente em Soto 5 (424MW), cujo arranque comercial está previsto para o 1T11. O investimento em **manutenção** aumentou para €36M influenciado por trabalhos plurianuais.

(1) Inclui custos de combustível, emissão e licenças gratuitas de CO₂, resultados de hedging;
(3) Valores correspondentes a 25% do total de licenças atribuídas anualmente

(2) Inclui emissões de CO₂ pela central de Aboño, que queima gases siderúrgicos;

Comercialização Liberalizada de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	Comercialização Electricidade			
	1S10	1S09	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	41,1	44,9	-8,5%	-4
Fornecimentos e serviços externos	30,3	25,1	21%	+5
Custos com pessoal	7,1	5,5	27%	+2
Custos com benefícios sociais	0,2	0,2	29%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	2,0	(9,4)	-	+11
Custos Operacionais	39,6	21,4	85%	+18
EBITDA	1,5	23,5	-94%	-22
Provisões	16,4	-1,9	-	+18
Depreciações e amortizações líquidas	2,1	1,6	37%	+1
EBIT	(17,1)	23,9	-	-41

DR Operacional (€ M)	Comercialização Gás			
	1S10	1S09	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	51,0	59,6	-15%	-9
Fornecimentos e serviços externos	11,5	9,4	23%	+2
Custos com pessoal	2,0	1,9	1,4%	+0
Custos com benefícios sociais	0,0	0,0	-3,6%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	6,1	5,4	13%	+1
Custos Operacionais	19,7	16,8	17%	+3
EBITDA	31,3	42,8	-27%	-11
Provisões	0,0	0,0	-	-0
Depreciações e amortizações líquidas	0,2	0,3	-10%	-0
EBIT	31,0	42,5	-27%	-11

Dados-chave	1S10	1S09	Δ%	Δ Abs.
Electricidade em Portugal				
Volume Vendido (GWh)	4.304	1.504	186%	+2.800
Quota de Mercado (%)	53%	69%	-	-16 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	51,6	71,6	-28%	-20
Número de Clientes (mil)	291	230	26%	+60
Electricidade em Espanha				
Mercado Livre				
Volume Vendido (GWh)	10.304	6.637	55%	+3.667
Quota de Mercado (%)	13%	11%	-	2 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	51,7	66,8	-23%	-15
Número de Clientes (mil)	588	219	168%	+368
Comercial. Último Recurso				
Volume Vendido (GWh)	639	-	-	+639
Número de Clientes (mil)	399	-	-	+399
Gás em Espanha & Portugal				
Espanha - Volume Vendido (GWh)	14.591	10.844	35%	3.747
Espanha - Quota Mercado (%)	10%	8,6%	-	2 p.p.
Portugal - Volume Vendido (GWh)	2.565	201	-	2.364
Portugal - Quota Mercado (%) (1)	33%	15%	-	18 p.p.
Margem Bruta Média (€/MWh)	1,5	3,1	-53%	-2
Número de Clientes (mil)	822	627	31%	+194
Investimento Oper. (Electr.&Gás, P. Ib.)	2,3	4,2	-45%	-2
Empregados (Port&Esp, P. Ibérica)	269	250	7,6%	+19

As nossas subsidiárias que operam na comercialização liberalizada de electricidade e gás têm contratos intra-grupo de abastecimento de electricidade e gás.

Comercialização de electricidade em Portugal – O volume comercializado a clientes no mercado livre cresceu 186%, para 4,3TWh no 1S10, sustentado (i) pela expansão continuada do mercado livre (+272% vs 1S09), o qual foi responsável por 34% do consumo total no 1S10 (vs 10% no 1S09) e (ii) e pela redução da quota de mercado da EDP (de 69% no 1S09 para 53% no 1S10) resultante do aumento de concorrência. De acordo com a ERSE, 50% do consumo total anualizado em Abr-10 estava no mercado livre (vs 17% em Abr-09). O preço médio de venda no retalho recuou 28% no 1S10, reflectindo o maior peso do segmento industrial e as actuais condições de mercado.

Comercialização de electricidade em Espanha – No 1S10, o volume vendido aos nossos clientes livres em Espanha cresceu 55% sustentado pela expansão da base de clientes (+168%) que resultou da transferência de clientes residenciais (com menor consumo per capita) do mercado regulado para o livre e do volume contratado através do acordo com a CIDE(2), em Jul-09. A nossa quota de mercado subiu 2p.p., para 13%, evidenciando a capacidade da EDP manter uma quota de mercado em comercialização que é o dobro da quota na produção. O preço médio de venda recuou 23% reflectindo o ajustamento de preços contratados às condições de mercado actuais. Adicionalmente, importa referir que, como resultado do movimento de liberalização ocorrido em Jul-09, os volumes comercializados a clientes sob a tarifa de último recurso (639GWh no 1S10) são gerido de forma integrada com as nossas actividade de produção e comercialização liberalizadas, pelo que são doravante reportadas nesta área.

Em relação à comercialização de electricidade, tanto em Portugal como em Espanha, importa referir que a margem bruta foi penalizada pelo crescimento (acima do previsto) dos custos de sistema incorridos, em especial no 1T10.

Comercialização de gás (P. Ibérica) – Em Espanha, o volume comercializado cresceu 35% suportado pela clara recuperação no segmento industrial e pela consolidação do portfólio adquirido à Gas Natural a partir de 31-Dez-09. Como consequência, a nossa quota de mercado aumentou 2pp para 10% no 1S10. Em Portugal, onde as operações se iniciaram em Abr-09, o volume comercializado ascendeu a 2,6TWh (vs 0,2TWh no 1S09), correspondendo a uma quota de mercado de 33% (com base no consumo anualizado, incluindo vendas a centrais de cogeração). A margem bruta na P. Ibérica caiu para €1,5/MWh (de €3,1/MWh no 1S09), reflectindo o aumento de concorrência e o ajustamento de preços de venda à queda de custos de compra no último ano (quase em linha com a evolução de referência CMP).

O crescimento dos custos operacionais reflectiu, tanto na comercialização de electricidade como de gás, o aumento de actividade e a inclusão neste perímetro da actividade de comercialização de último recurso em Espanha (electricidade).

Perspectivas:

As margens na comercialização de electricidade e gás, tanto em Portugal como em Espanha, deverão manter-se sob pressão em 2010, reflectindo o actual enquadramento concorrencial, o aumento dos custos de sistema (na electricidade) e o excesso de gás existente na Península Ibérica.

Em termos de volumes, a EDP espera expandir o seu portfólio, tirando partido do crescimento do mercado livre em Portugal e Espanha. Neste sentido, a EDP já efectuou e contratou a prazo vendas de electricidade correspondentes a um crescimento superior a 30% face aos volumes vendidos no ano de 2009. Adicionalmente, o Governo Português decidiu extinguir a opção de tarifa regulada de comercialização de último recurso para os maiores clientes (todos os segmentos com excepção do de baixa tensão), a partir de 1-Jan-2011. Esta medida deverá dar um estímulo adicional à expansão do mercado livre em Portugal, já que o consumo total destes segmentos no mercado regulado ascendeu a 17TWh e 5,2TWh em 2009 e no 1S10, respectivamente.

(1) Com base no consumo anualizado;

(2) CIDE: uma associação de pequenas distribuidoras de electricidade em Espanha.

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Europa (€ M)			EUA (USD M)			EDP Renováveis (€ M) (1)		
	1S10	1S09	Δ %	1S10	1S09	Δ %	1S10	1S09	Δ %
Margem Bruta	274,0	198,6	38%	179,6	145,3	24%	411,0	309,3	33%
Fornecimentos e serviços externo:	40,7	27,9	46%	57,0	43,4	32%	91,1	67,6	35%
Custos com pessoal	8,8	6,8	30%	14,2	14,7	-3,0%	23,8	20,3	17%
Outros custos operac. (líquidos)	3,4	2,7	29%	(65,9)	(69,4)	-5,1%	(46,9)	(49,5)	-5,4%
Custos Operacionais	53,0	37,3	42%	5,4	(11,4)	-	68,1	38,4	77%
EBITDA	221,0	161,2	37%	174,2	156,8	11%	342,9	270,8	27%
Provisões	-	(0,2)	-	-	-	-	(0,0)	(0,2)	-78%
Deprec. e amortizações líquidas	95,8	69,4	38%	132,3	96,7	37%	196,9	142,6	38%
EBIT	125,2	92,1	36%	42,0	60,1	-30%	146,1	128,4	13,7%
Result. alienação act. financ.	-	0,3	-	-	-	-	-	0,3	-
Resultados financeiros	(108,7)	(79,6)	37%	(41,3)	(33,5)	24%	(88,8)	(44,2)	101%
Resultados em associadas	3,3	1,9	-	(0,0)	(0,2)	-	3,3	1,8	-
Resultados Antes de Impostos	19,8	14,6	35%	0,6	26,4	-98%	60,6	86,3	-29,7%
IRC e impostos diferidos	5,3	6,0	-12%	-	-	-	16,4	20,6	-20%
Operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	14,5	8,6	68%	0,6	26,4	-98%	44,2	65,7	-32,7%
Accionistas da EDPR	12,8	8,4	52%	0,6	26,4	-98%	42,9	65,6	-35%
Interesses minoritários	1,7	0,2	-	-	-	-	1,3	0,2	727%
Empregados (#)	395,0	345,0	14%	309,0	281,0	10%	781,0	669,0	17%

EDP Renováveis	1S10	1S09	Δ %
Cotação no fim do período (€/acção)	4,83	7,30	-34%
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,23	1,41	-13%
Euro/USD - Taxa média do período	1,33	1,33	-0,0%

Dados relevantes de Balanço (€ M)	1S10	1S09	Δ %
Empréstimos bancários e outros	38,4	220,9	-83%
Dívida c/ empresas Grupo EDP (líquida)	2.687,9	1.703,4	-
Dívida Líquida	2.726,3	1.924,3	-
Dívida Financeira	3.372,2	2.673,4	83%
Interesses Minoritários	120,8	98,7	22%
Passivo Ajust. Parc. c/ Inv. Inst. (2)	1.053,3	825,5	27,6%
Valor Contabilístico	5.238,5	5.165,3	1,4%

Resultados Financeiros (€ M)	1S10	1S09	Δ %
Custos financeiros líquidos	(76,2)	(30,7)	-148%
Custos parcerias c/ investidores institucionais	(31,5)	(28,0)	-13%
Custos capitalizados	34,7	19,0	82%
Diferenças Cambiais	(11,9)	1,6	-
Outros	(3,8)	(6,2)	38%
Resultados Financeiros	(88,8)	(44,2)	-101%

Custos Operacionais (€ M)	1S10	1S09	Δ %
Opex / Ava MW (€ 000) (1)	46,4	38,0	22%
Opex / MWh (€) (2)	17,2	16,2	6,2%

A EDP Renováveis detém, gere e desenvolve todos os activos eólicos do Grupo EDP. A EDPR tem operações em 11 países sendo os principais mercados os EUA (c38% do EBITDA no 1S10 e onde opera em 9 estados) e Espanha (35% e EBITDA no 1S10).

No 1S10, o EBITDA da EDPR cresceu 27% para €343M reflectindo um aumento de 22% da capacidade instalada (para 5.665MW) uma aumento de 32% da produção eólica e um comportamento estável do factor médio de utilização de 31% no 1S10 vs. 1S09. O preço médio de venda também se manteve estável nos €59/MWh. As amortizações e depreciações líquidas aumentaram 38%, de €143M no 1S09 para €197M no 1S10 reflectindo o aumento da capacidade instalada.

A taxa de câmbio média do USD contra o EUR manteve-se estável, assim sendo não teve qualquer impacto ao nível do EBIT. Em Jun-10, aproximadamente 46% da dívida financeira líquida da EDPR era em USD, uma vez que todas as operações naquele país são totalmente financiadas por dívida denominada em USD (empréstimos contraídos com o Grupo EDP) e por parcerias parcerias institucionais com parceiros institucionais. O aumento da dívida denominada em EUR reflecte o investimento que a empresa tem feito na Europa.

A dívida financeira da EDPR cresceu 83% vs. 1S09 (+€0.7MM) para €3.4MM em Jun-10, de forma a financiar a nova capacidade instalada, sendo 84% dos empréstimos com o Grupo EDP, obtidos através de taxa fixa a 10 anos, enquanto que a dívida com instituições financeiras diz respeito principalmente a Project finance com perfil de longo prazo. O rácio dívida líquida/EBITDA aumentou de 3,6x em 1S09 para 3,9x no 1S10, reflectindo o grande crescimento de capacidade instalada da EDPR.

Os passivos referidos como **parcerias institucionais** nos EUA, aumentaram de €826M em Jun-09 para €1.053M em Jun-10 reflectindo: i) o acordo de Vento III em Jun-10 ii) o impacto do câmbio, e iii) compensado pela amortização em curso deste passivo.

Os custos financeiros cresceram para €89M no 1S10 101% acima dos €44M registados no 1S09. O aumento é explicado por: (i) um aumento dos custos financeiros líquidos em linha com o programa de crescimento em curso, e um aumento das taxas de juro (de 4,5% no 1S09 para 5,0% no 1S10) reflectindo os spreads mais altos na dívida contratada ao longo de 2009, ii) pelo aumento dos custos com parcerias institucionais em resultado dos acordos fechados nos últimos 12 meses; iii) pelas diferenças cambiais maioritariamente relacionadas com investimentos na Polónia e Roménia e iv) um aumento na capitalização dos custos financeiros ao nível da EDPR, relacionado com um novo critério de alocação da dívida associada às operações nos EUA.

(1) Inclui outros e ajustamentos de consolidação;

(2) Líquido de proveitos diferidos e cauções de depósitos

EDP Renováveis: capacidade instalada e investimento operacional



Capacidade Instalada (MW)	Bruta	% Detida (1)	Capacidade Contrib. para EBITDA			
			Jun-10	Jun-09	Δ %	Δ Abs
Espanha	2.278	1.795	1.923	1.692	14%	231
Regime transitório RD 661/2007	1.414	1.072	1.153	1.101	5%	52
	864	723	770	591	30%	179
Portugal	722	702	595	553	8%	42
Antiga Remun.	595	575	595	553	8%	42
Nova Remun.	127	127	-	-	-	-
França	241	241	241	193	25%	48
Polónia	120	116	120	-	-	120
Bélgica (PPA)	57	40	57	57	0%	-
EUA	2.950	2.734	2.715	2.123	28%	592
CAE	1.825	1.769	1.750	1.549	13%	201
Hedged	264	138	138	138	-	-
Mercado	862	827	827	436	90%	391
Brasil	14	8	14	14	-	-
Total	6.382	5.635	5.665	4.632	22%	1.033

A capacidade instalada da EDPR aumentou 1,033MW entre Jun-09 e Jun-10 representando um aumento de 22% vs.1S09. Como consequência, a EDPR gere presentemente, um portfólio de 5,665MW de capacidade (ou 6,382 MW de capacidade bruta). No 1S10 as adições de capacidade totalizaram 175MW (62MW em Espanha, 21MW em França e 92MW nos EUA).

A capacidade em construção em Jun-10 era de 1,317MW dos quais: (1) 1.180MW de capacidade a ser totalmente consolidada ao nível do EBITDA, afecta em 43% aos EUA, 28% a Espanha e 19% à Roménia e (2) 138MW em Portugal correspondendo a 40% de capacidade atribuível ao consórcio Eneop a ser consolidado pela EDPR pelo método de equivalência patrimonial.

O investimento operacional totalizou €834M, reflectindo os projectos instalados no 1S10 e os 1.180MW em construção em Jun-10. Deste montante, €154M referem-se trabalhos finais com capacidade em operação. É importante destacar que o montante total já investido em capacidade em construção/desenvolvimento ascendeu a €1,650M em Jun-10. No final de Abril a EDPR assinou um contrato de fornecimento de turbinas com a Vestas, que trará flexibilidade de acesso a novas turbinas. Este contrato prevê uma encomenda inicial de 1.500MW, a serem fornecidos e comissionados em 2011 e 2012 com flexibilidade de entrega de local e data e prevê também a flexibilidade de escolher os modelos de turbinas disponíveis para comercialização e classes de turbinas para cada projecto, mediante aviso prévio.

MW Brutos	Em Constr.	Pipeline			Prosp.	Total
		Tier 1	Tier 2	Tier 3		
Espanha	328	300	485	1.821	2.340	5.274
Portugal	138	217	18	9	200	582
Resto da Europa	274	194	590	2.544	1.893	5.494
França	33	67	70	304	652	1.125
Polónia	-	70	386	776	402	1.634
Roménia	228	57	26	30	500	841
Outros (2)	13	-	108	1.435	339	1.894
EUA	509	450	6.882	7.545	4.087	19.473
Brasil	70	111	153	351	760	1.445
Total	1.317	1.272	8.128	12.270	9.280	32.267

Nos EUA, o ambiente de mercado no que respeita a novas instalações eólicas continua desafiante enquanto que a menor procura de electricidade está a adiar as necessidades de curto prazo de PPAs das eléctricas com operadores de energias renováveis. Para além disso, continuam a existir notícias em relação à aprovação, por parte do Congresso, de um RES Federal, o que não está a colocar pressão homogénea nas eléctricas para fecharem PPAs ou fecharem créditos renováveis. Apesar do ambiente desfavorável a EDPR fechou um PPA de 20 anos com a TVA (Tennessee Valley Authority). Tendo em consideração o actual momento do mercado dos EUA, a EDPR ajustou o seu ritmo de crescimento de novas instalações entre 2010-11 em 0,7GW de 4,3GW para 3.6GW mantendo flexibilidade para reduções futuras de 0.8GW (em todas as geografias) entre 2010-12. Esta acção permite à EDPR limitar a sua exposição ao risco de mercado ao mesmo tempo que mantém flexibilidade do seu investimento operacional. Esta redução poderá ser revertida em caso de melhorias do mercado dos PPAs e/ou da aprovação de uma nova Energy Bill com targets renováveis efectivos.

É de assinalar que já no início de 2010 a EDPR entrou em 2 novas geografias: Reino Unido e Itália. No Reino Unido a EDPR entrou através de uma joint venture, na qual detém 75%, a qual foram atribuídos os direitos exclusivos para 1.3GW de parques eólicos off-shore. Em Itália a EDPR entrou através da aquisição (€12M) da Italian Wind, srl, adicionando ao seu portfólio vários projectos em Itália, totalizando 520MW em diferentes estádios de desenvolvimento. Estas novas geografias vieram ampliar as opções de crescimento de longo prazo da EDPR. O 1S10 testemunhou a entrada da EDPR no Canadá onde está presentemente a estudar diversos projectos.

Investimento Operacional (€ M)	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Espanha	91	248	-63%	-157
Portugal	2	44	-95%	-42
Resto da Europa	192	201	-4.5%	-9
Europa	285	493	-42%	-208
EUA - Investimento operacional bruto	527	419	26%	+108
EUA - Cash grant recebido	-	-	-	-
EUA - Inv. Operacional Líquido	527	419	26%	+108
Outros	22	1	3041%	+21
Total	834	913	-9%	-79

Imobilizado em Curso (€ M)	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
MW em Construção e desenvolvimento	1.650	1.540	7,1%	+110

(1) MW não ajustados pela participação de 80% detida na Genesa (subsidiária da EDPR em Espanha).

(2) Outros incluem Bélgica, Itália e Reino Unido.

EDP Renováveis: Performance Operacional



Dados Operacionais	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada	5.665	4.632	22%	+1.033
Factor Médio de Utilização	31%	31%	-	(1 pp)
Europa	29%	25%	-	4 pp
Portugal	31%	25%	-	6 pp
Espanha	28%	26%	-	3 pp
Resto da Europa	25%	22%	-	3 pp
EUA	32%	36%	-	(4 pp)
Brasil	23%	20%	-	3 pp
Electricidade Produzida	6.940	5.249	32%	+1.691
Europa	3.244	2.163	50%	+1.081
Portugal	772	542	43%	+231
Espanha	2.110	1.465	44%	+645
Resto da Europa	362	157	131%	+206
EUA	3.682	3.074	20%	+608
Brasil	14	12	18,7%	+2

Tarifa Eólica	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Tarifa média Unitária	59,2	58,9	0,5%	+0
Europa	84,3	91,4	-8%	-7
Portugal	99,7	99,1	0,6%	+1
Espanha	77,4	88,8	-13%	-11
<i>Preço médio na pool</i>	28,3	39,2	-28%	-11
Resto da Europa	91,4	86,3	5,9%	+5
EUA (USD/MWh)	49,0	47,5	3,0%	+1
Preço PPA/Cobertura	54,8	51,4	6,6%	+3
Mercado	33,5	27,0	24%	+7
Brasil (BRL/MWh)	251,0	255,9	-1,9%	-5

Margem Bruta	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	411,0	309,3	33%	+102
Europa	274,0	198,6	38%	+75
Portugal	78,1	55,3	41%	+23
Espanha	151,0	117,6	28%	+33
Resto da Europa	32,7	13,5	143%	+19
Outros & Ajustamentos	12,1	12,2	-1,1%	-0
EUA	135,4	109,5	24%	+26
Outros	1,6	1,1	40%	+0
Margem Bruta Ajustada EUA (€ M)	186,7	156,2	20%	+31
Margem Bruta	135,4	109,5	24%	+26
Receitas PTCs & Outras	51,4	46,6	10%	+5

A produção de energia eólica cresceu 32% vs. 1S09. Na Europa, a produção cresceu 50% vs. 1S09 suportada por um aumento de 18% da capacidade instalada e um aumento do factor médio de utilização de 4pp vs.1S09 para 29%. Nos EUA, o aumento da produção de electricidade foi de 20% no seguimento de um aumento de 28% da capacidade instalada mas com os factores médios de utilização a caírem de 36% em 1S09 para 32% em 1S10, penalizados fortemente por um fraco recurso eólico.

O preço de venda médio nos EUA subiu 3% vs.1S09 para USD49/MWh. O preço médio de venda dos contratos de longo prazo (PPAs) cresceu 7% para USD54,8MWh no 1S10, reflectindo os preços mais elevados dos contratos de PPAs adicionados ao nosso portfólio. Note-se que no 1S10, a produção eólica vendida através de PPAs totalizou 2.687GWh (+4% vs.1S09, representando 73% da nossa produção nos EUA). O preço médio de venda da produção eólica em mercado cresceu 24% vs.1S09 para USD33,5/MWh no 1S10, apresentando uma recuperação dos preços da electricidade nos EUA através de um aumento da procura de electricidade devido a condições atmosféricas marcadas por baixas temperaturas. A nossa produção eólica vendida em mercado totalizou 996 GWh (+104% vs. 1S09, representando 27% da produção nos EUA). Já em Fev-10 a EDPR fechou um contrato de longo prazo (PPA) a 20 anos com a TVA (Tennessee Valley Authority) para 115MW do parque Pioneer Prairie I a iniciar em Set-10. Para além disso a EDPR continua activamente em negociações para fechar novos PPAs nos EUA, com o objectivo de reduzir a sua exposição aos mercados de energia de curto prazo.

O Preço médio de venda em Espanha caiu 13% vs.1S09, reflectindo (i)uma quebra de 28% vs.1S09 no preço médio verificado na pool e por outro lado (ii)as vendas forward a preços mais elevados que tiveram um impacto positivo de cerca de €5,4/MWh no preço médio de venda em Espanha (€11M ao nível da margem bruta). Note-se que 32% da produção em Espanha no 1S10 (676GWh) estiveram protegidos pelo sistema de cap e floor, 36% (766 GWh) vendido forward enquanto que apenas 32% da produção (668GWh) esteve exposto aos preços da pool. Para 2010 a produção protegida por este sistema (€75/MWh preço mínimo) deverá representar 40% do total produzido em Espanha, dado que todas as novas adições de capacidade serão sob este sistema. Para além disso a EDPR tem já vendida para 2S10 82% da sua produção esperada deste sistema com um preço médio de venda de €82/MWh (€44/MWh de preço na pool+€38/MWh de prémio fixo). Para 2011 a EDPR já vendeu 54% da sua produção neste sistema com um preço de venda fixo de €81/MWh(€43/MWh de preço na pool+€38/MWh de prémio fixo).

O Resto da Europa apresentou um preço médio de venda de €91,4/MWh no 1S10, tendo aumentado 5,9% vs.1S09. Este aumento resultou de uma tarifa estável no mercado francês (cresce à taxa de inflação) onde se verificou um preço médio de venda de €82,8/MWh, e do aumento do contributo do mercado belga (preço médio de venda de €112,2/MWh) no portfolio do Resto da Europa. São de salientar também os activos na Polónia que começam a atingir preços atractivos de €107,9/MWh. Na Polónia, a EDPR tem um contrato de longo prazo para a venda de certificados verdes gerados pelos seus 120MW a preços estáveis para 15 anos.

No global, a margem bruta subiu +33% (+€102M), com as principais contribuições a virem de (i)Espanha (+€33m, +28% YoY), suportado por um aumento de 44% da produção o que compensou uma quebra de 13% do preço médio de venda, e (ii)Portugal (+€23m, +41% YoY), baseado num aumento de 8% da capacidade instalada, um preço médio de venda estável e um aumento de 43% da produção. Nos EUA o aumento de a margem bruta ajustada é justificado por uma crescimento de 10% das receitas de PTCs.

Distribuição de Electricidade e Comercialização de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	683,5	677,1	0,9%	+6
Fornecimentos e serviços externos	142,6	143,8	-0,9%	-1
Custos com pessoal	88,4	87,3	1,3%	+1
Custos com benefícios sociais	38,9	43,2	-9,9%	-4
Rendas de concessão	119,2	128,3	-7,1%	-9
Outros custos operacionais (líquidos)	(0,6)	(11,1)	94%	+10
Custos Operacionais	388,4	391,4	-0,8%	-3
EBITDA	295,1	285,6	3,3%	+9
Provisões	1,7	(2,0)	-	+4
Depreciações e amortizações líquidas	127,0	128,5	-1,2%	-2
EBIT	166,4	159,1	4,6%	+7

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso em Portugal aumentou 3% no período para €295M no 1S10, reflectindo um aumento de 1% da margem bruta regulada (€668M) e uma redução de 1% dos custos operacionais.

Em Dez-09, a ERSE definiu um aumento médio de 2,9% para as tarifas de electricidade em Portugal em 2010, assumindo um consumo de 45,1TWh e um preço médio de aquisição de energia eléctrica de €51/MWh. A ERSE fixou em 8,39% a taxa de remuneração das nossas actividades reguladas, o que se traduziu numa margem bruta regulada para 2010 de €1.300M.

A electricidade entrada na rede de distribuição aumentou 5,0% no período (+3,9% ajustada dos efeitos temperatura e dias úteis), reflectindo uma melhoria da procura no segmento industrial e um inverno mais rigoroso. **Os proveitos regulados da actividade de distribuição** totalizaram €613M no 1S10. Adicionalmente, a EDP Distribuição (EDP D) registou um desvio tarifário positivo de €107M, a devolver às tarifas: (i) c€70M estão relacionados com uma inconsistência na tarifa aplicada à REN que será corrigida no 2S10, e por isso sem impacto no montante de desvio tarifário do final do ano; (ii) o remanescente reflecte um mix de consumo diferente do esperado.

Margem Bruta	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	683,5	677,1	0,9%	+6
Mg bruta regulada - período actual	667,5	660,2	1,1%	+7
Mg bruta não-regulada	16,0	16,9	-5,6%	-1
Rede de Distribuição				
Prov. regulados - período actual (€ M)	613,0	599,4	2,3%	+14
Electricidade entrada na rede (GWh)	25.639	24.425	5,0%	+1.214
Clientes ligados à rede (mil)	6.131,6	6.093,4	0,6%	+38
Comercialização de Último Recurso				
Prov. regulados - período actual (€ M)	55,6	61,9	-10%	-6
Clientes fornecidos (mil)	5.812,2	5.860,8	-0,8%	-49
Electricidade entrada na rede (GWh)	17.506	22.089	-21%	-4.583
Preço de compra mercado (€/MWh)	45,7	48,5	-5,8%	-3
Activos/(Passivos) Regulatórios (€ M)				
Início do período	(508,9)	1.145,4	-	-1.654
Desvios tarifários anos anteriores (1)	254,6	(1.062,8)	-	+1.317
Gerado no período	13,2	(140,8)	-	+154
Outros (2)	(6,1)	(1,8)	-	-4
Fim do período	(247,3)	(60,1)	-	-187

No 1S10, a electricidade comercializada pela nossa **comercializadora de último recurso**, a EDP Serviço Universal (EDP SU), caiu 23% para 15,8TWh, reflexo da passagem de clientes (essencialmente industriais) para o mercado liberalizado (a quota de mercado da EDP SU em termos de electricidade comercializada passou de 90% no 1S09 para 66% no 1S10). O Governo Português anunciou recentemente o fim da opção pela tarifa de último recurso para os grandes clientes (Muito Alta, Alta, Média e Baixa Tensão Especial) com início em 2011. No 1S10, estes clientes representavam 34% da procura de último recurso e €3m de receitas reguladas. No que se refere às compras de electricidade, os volumes adquiridos aos produtores em regime especial (PRE) no 1S10 subiram 46% (26% acima da estimativa de ERSE). O preço médio de compra de electricidade da EDP SU em mercado foi de €46/MWh no 1S10, o que ficou abaixo da estimativa da ERSE de €51/MWh, no entanto, o custo médio total com a compra de electricidade ficou 12% acima do pressuposto da ERSE, devido a um custo médio da PRE superior ao previsto (€100/MWh vs. o pressuposto da ERSE de €91/MWh). O maior volume de electricidade adquirida a PRE a preços superiores originou um desvio tarifário negativo de €120M, a recuperar das tarifas maioritariamente em 2011.

Em síntese, um desvio tarifário a receber de €13M foi reconhecido no 1S10, o que em conjunto com a devolução através das tarifas de €255M de desvios tarifários de anos anteriores, resultou numa redução do **montante de pagamentos futuros da actividade regulada**. Até Dez-10, €509M terão sido devolvidos aos clientes. Espera-se que no final de 2010, o montante de recebimentos futuros da actividade regulada venha a convergir para zero.

Investimento & Custos Operac.	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (3)	231,0	231,1	-0,1%	-0
Custos control./cliente (€/cliente)	37,7	37,9	-0,7%	-0
Custos control./km de rede (€/km)	1.050,0	1.044,8	0,5%	+5
Empregados (#)	4.419	4.499	-1,8%	-80
Investimento Operacional (€ M)	94,3	112,0	-16%	-18
Rede de distribuição (Km)	220,0	221,2	-0,6%	-1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (4)	58	53	9,4%	+5

Os custos operacionais controláveis permaneceram estáveis: i) os fornecimentos e serviços beneficiaram de uma redução nos custos com comunicações e *back office*; ii) os custos com pessoal aumentaram 0,5% (excluindo indemnizações e capitalizações de custos) reflectindo, por um lado, uma redução do número de empregados, e, por outro, uma actualização salarial média anual de 1,5% em 2010. **Os custos com benefícios sociais** caíram 10%, consequência de uma redução das provisões para actos médicos e fundo de pensões.

O investimento operacional totalizou €94M, com enfoque na expansão da rede e na melhoria da qualidade do serviço. Devido a condições atmosféricas adversas no 1T10 em Portugal, o Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) aumentou 5min. no período para 58min. no 1S10.

(1) Inclui a venda a terceiros do direito a receber os défices/desvios tarifários (2009) bem como a recuperação ou devolução através das tarifas de desvios tarifários de anos anteriores.

(2) Inclui juros relativos a desvios de anos anteriores.

(3) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal.

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

Distribuição de Electricidade em Espanha



DR Operacional (€ M)	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	82,4	84,9	-2,9%	-2
Fornecimentos e serviços externos	25,2	31,0	-19%	-6
Custos com pessoal	9,8	9,8	-0,0%	-0
Custos com benefícios sociais	1,4	1,4	-1,5%	-0
Outros custos operacionais (líquidos)	(12,1)	(2,1)	-482%	-10
Custos Operacionais	24,3	40,2	-39%	-16
EBITDA	58,1	44,7	30%	+13
Provisões	-	0,0	-	-0
Depreciações e amortizações líquidas	22,6	13,4	69%	+9
EBIT	35,5	31,3	13%	+4

Margem Bruta	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	82,4	84,9	-2,9%	-2
Margem bruta regulada	77,2	77,4	-0,2%	-0
Margem bruta não-regulada	5,2	7,4	-30%	-2
Proveitos Regulados (€ M)	77,2	77,4	-0,2%	-0
Distribuição	70,8	69,5	2,0%	+1
Transporte	3,5	3,9	-1,1%	-0
Comercialização	2,9	4,0	-28%	-1
Distribuição				
Electricidade distribuída (GWh)	4.804	4.543	5,7%	+261
Clientes ligados (mil)	647,5	639,0	1,3%	+8
Activos/(Passivos) Regulatórios (€ M) (1)				
Início do período	501,4	283,7	77%	+218
Défices tarifários períodos anteriores (2)	44,8	78,5	-43%	-34
Gerado no período	73,0	30,6	138%	+42
Outros (3)	4,9	(17,4)	-	+22
Fim do período	624,0	375,5	66%	+249

Investimento & Custos Operac.	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (4)	35,0	40,8	-14%	-6
Custos control./cliente (€/cliente)	54,0	63,8	-15%	-10
Custos control./km de rede (€/Km)	1.589	1.906	-17%	-317
Empregados (#)	381	362	5,2%	+19
Investimento Operacional (€ M)	18,3	21,1	-13%	-3
Rede ('000 Km)	22,0	21,4	2,9%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (4)	40	105	-62%	-65

O EBITDA da actividade distribuição de electricidade em Espanha subiu 30% no período para €58M no 1S10, beneficiando: (i) de uma redução dos custos com fornecimentos e serviços externos, impulsionada por menores custos de O&M, marketing e back-office; e (ii) de um aumento dos outros proveitos operacionais consequência da aplicação da IFRIC 18⁽⁵⁾ (€7,5M). Excluindo este último impacto, o EBITDA cresceu 13% no período. A **margem bruta** diminuiu 3% para €82M no 1S10, devido a uma redução dos proveitos relacionados com a ligação de novos clientes. De notar que a actividade de comercialização de último recurso está agora incorporada nas nossas actividades liberalizadas na Península Ibérica.

Os proveitos regulados no 1S10 totalizaram €77M, em linha com o definido pelo Governo Espanhol para 2010. Em Dez-09, foi publicada uma Ordem Ministerial que fixou provisoriamente em €146M as receitas reguladas atribuíveis à HC Distribución (HC D) para 2010, o que representa um crescimento anual de 3% (excluindo €7M de receitas reguladas relativos aos activos de transporte, cuja venda, em cumprimento da legislação em vigor, foi hoje acordada com a REE). Consequência do processo de liberalização, os proveitos regulados da actividade de comercialização aqui apresentados estão relacionados com algumas actividades que as empresas de distribuição ainda efectuam, tais com a leitura de contadores ou facturação de tarifas de acesso.

A **electricidade distribuída** pela HC D na região das Astúrias aumentou 6% no período, reflectindo a recuperação da actividade económica no sector industrial vs. um 1S09 particularmente fraco. A retoma das indústrias capital intensivas traduziu-se num aumento de 8% dos consumos em Alta e Média Tensão (industriais), enquanto o consumo em Baixa Tensão (residencial) permaneceu estável nos 1,4TWh.

Em Dez-09, o Governo Espanhol definiu um aumento médio de 2,64% para as tarifas de último recurso no 1S10 vs. o 2S09, assumindo um custo médio com a compra de electricidade de €60/MWh. No 1S10, o défice tarifário Espanhol foi estimado em €1,77MM, dos quais €104M foram atribuídos à HC Energia (a Jun-10, €31M estavam pendentes de liquidação financeira). No final de Jun-10, o Governo Espanhol anunciou o congelamento das tarifas de electricidade a partir de 01-Jul-10, não tendo no entanto excluído a possibilidade de aumentos tarifários no futuro. Actualmente, o défice tarifário Espanhol está estimado em €3,6MM para 2010.

No final de Jun-10, o **montante de recebimentos futuros da actividade regulada** totalizava €624M (incluindo juros/actualizações financeiras): i) €70M relativos ao défice tarifário do 1S10; ii) €237M relativos ao défice tarifário de 2009; e (iii) €317M relativos ao défice tarifário acumulado dos anos 2006-08

Os custos operacionais controláveis diminuíram 14% no período, consequência de uma redução dos custos com fornecimentos e serviços externos potenciada, por um lado, por uma diminuição dos custos com marketing e back-office, essencialmente explicada pela transferência da nossa actividade de último recurso em Espanha para as nossas actividades liberalizadas, e por outro, por uma redução das despesas de O&M, dado que o 1S09 foi negativamente afectado pela passagem do ciclone Klaus que afectou o Norte de Espanha no início do ano 2009. Esta redução nos custos controláveis permitiu uma recuperação dos rácios de eficiência.

O investimento operacional diminuiu 13% no período para €18m no 1S10, reflectindo um aumento dos subsídios ao investimento e uma redução dos investimentos em novos mercados e novas ligações perante um ambiente macroeconómico presentemente desfavorável. O tempo de interrupção equivalente caiu 65min. no período, consequência de o 1S09 ter sido negativamente afectado pelo já mencionado ciclone Klaus que danificou a nossa rede de distribuição.

(1) Líquido dos custos com "CO2 clawback". (2) Recuperação/pagamento de défices tarifários de períodos anteriores. (3) Inclui juros/actualizações financeiras sobre os montantes de défices tarifários. (4) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal.

(5) Com a aplicação da IFRIC 18, o activo recebido dos clientes é registado pelo custo estimado de construção, por contrapartida de proveitos operacionais. No entanto, tendo em consideração que a IAS 16 estabelece que a amortização do activo se deve realizar pelo período em que são gerados benefícios económicos, os activos são amortizados na totalidade no próprio ano.

Gás - Actividade Regulada



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha			Total			Actividade Regulada	1S10	1S09	% Δ	Abs. Δ
	1S10	1S09	Δ 10/09	1S10	1S09	Δ 10/09	1S10	1S09	Δ 10/09					
Margem Bruta	30,6	16,5	85%	120,4	95,2	26%	150,9	111,7	35%	Número de Clientes Ligados (mil)	1.209,2	906,0	33%	+303
Fornecimentos e serviços externos:	5,4	5,9	-8,0%	16,8	13,0	29%	22,2	18,9	18%	Portugal	235,3	207,9	13%	+27
Custos pessoal	3,0	2,3	32%	11,5	9,3	24%	14,5	11,6	25%	Espanha	973,8	698,1	40%	+276
Custos benefícios sociais	0,1	0,0	187%	0,2	0,2	9,3%	0,4	0,3	37%	Gas Distribuído (GWh)	28.459	14.137	101%	+14.322
Outros custos operac. (líquidos)	0,7	1,1	-	2,3	0,8	186%	2,9	1,9	56%	Portugal	3.570	3.028	18%	+542
Custos Operacionais	9,2	9,3	-1,1%	30,8	23,3	32%	40,0	32,6	23%	Espanha	24.889	11.109	124%	+13.780
EBITDA	21,4	7,2	197%	89,5	71,9	25%	110,9	79,1	40%	Receitas Reguladas (€ M)	141,8	95,8	48%	+46,0
Provisões	0,0	0,2	-98%	-0,1	-0,2	-37%	(0,1)	0,0	-	Portugal	30,6	16,5	85%	+14,1
Deprec. e amortizações líquidas	5,7	5,2	9,2%	30,0	16,7	80%	35,7	21,9	63%	Espanha	111,3	79,3	40%	+31,9
EBIT	15,7	1,8	784%	59,6	55,4	7,6%	75,3	57,2	32%	Distribuição	99,2	69,6	43%	+29,6
Investimento operacional (€ M)	15,7	11,6	35%	21,7	13,4	62%	37,4	25,0	50%	Transporte	12,1	9,7	24%	+2,4
Distribuição	15,7	11,6	35%	13,1	9,1	43%	28,8	20,8	39%	Rede (Km)	12.719	9.199	38%	+3.520
Transporte	-	-	-	8,6	4,3	103%	8,6	4,3	103%	Portugal - Distribuição	3.597	3.304	8,8%	+292
Empregados (#)	100	101	-1,0%	378	281	35%	478,0	382,0	25%	Espanha	8.736	5.557	57%	+3.179
										Transporte	387	338	15%	+49

A 31-Dez-09, a Naturgas Energia (NGE) concluiu a aquisição à Gas Natural de alguns activos de distribuição em baixa pressão nas regiões da Cantábria e Múrcia, bem como de activos de distribuição em alta pressão nas regiões do País Basco, Astúrias e Cantábria. Estes activos começaram a ser consolidados ao nível da Demonstração de Resultados a partir de Jan-10. No seguimento do exercício da opção de venda detida pelo Ente Vasco de Energia sobre uma participação de 30,4% da NGE, a HC Energia assinou no dia 28 de Julho um acordo para a compra de uma participação de 29,4% na NGE por €617M a pagar em 3 tranches entre 2010 e Jul-13. Actualmente, a HC Energia detém uma participação de 65,6% na NGE.

O EBITDA das nossas actividades reguladas de gás aumentou 40% no período para €111M no 1S10, devido à consolidação, pela primeira vez, dos activos adquiridos à Gas Natural e a um aumento das receitas reguladas em Espanha e Portugal. Excluindo o contributo dos activos adquiridos à Gás Natural, o EBITDA cresceu 13% no período.

Em Espanha, a margem bruta da actividade de gás regulado subiu 26% (+€25M) para €120M no 1S10, incluindo o contributo dos activos adquiridos à Gas Natural (+€29M). De notar que a margem bruta do 1S10 inclui uma perda não-recorrente de €6M para ajustar as receitas reguladas do ano anterior pelos impactos negativos da crise económica na procura de gás e inflação. Numa base pro-forma, excluindo este impacto, a margem bruta subiu 2%. As receitas reguladas aumentaram 40% para €111M: i) os activos adquiridos à Gas Natural contribuíram com €26M, relativos a c3.000Km de rede de distribuição e 259 mil pontos de abastecimento; excluindo este contributo, ii) as receitas reguladas da distribuição de gás cresceram 5%, reflectindo um aumento da extensão da nossa rede, uma subida de 2% nos pontos de abastecimento para 715 mil, e um aumento dos volumes de gás distribuído. O gás distribuído em alta pressão (essencialmente clientes industriais) beneficiou da recuperação da actividade no sector industrial e de um 1S09 particularmente baixo em termos comparativos. O gás distribuído em baixa pressão

(essencialmente clientes residenciais) subiu 11% para 5,3TWh no 1S10, com base num maior número de pontos de abastecimento; iii) as receitas reguladas de transporte cresceram 24%, devido a um aumento de 15% da extensão da nossa rede e a um aumento da remuneração por km nos investimentos recentes. A Ordem Ministerial de Dez-09 fixou a remuneração para as actividades reguladas de gás. As receitas reguladas atribuíveis à NGE para 2010 totalizam €168M, o que representa um crescimento anual de 5%, excluindo os activos adquiridos à Gas Natural, que representam mais €50M de receitas reguladas em 2010.

Em Portugal, as receitas reguladas da distribuição de gás aumentaram €14M no período, com base numa subida de 18% dos volumes de gás distribuído, suportado por um aumento do número de pontos de abastecimento, e pelo reconhecimento retroactivo da reavaliação inicial dos activos (não considerada nas receitas reguladas de 2009). Em Jun-10, o regulador Português (ERSE) definiu as tarifas para o ano gás Jul-10/Jun-11. Os 9% de retorno sobre os activos, fixados para a distribuição de gás, traduziram-se em proveitos regulados de €61M, o que representa um crescimento homólogo de 21%. Adicionalmente, a partir de Jul-10, foi extinta a opção pela tarifa transitória de último recurso para clientes com consumo anual > 10.000m³, de acordo com o calendário de liberalização em vigor.

Os custos operacionais controláveis⁽¹⁾ aumentaram 21% no período, devido à consolidação, pela primeira vez, dos activos adquiridos à Gas Natural (+€9M). Excluindo este efeito, os custos operacionais controláveis diminuíram €3M, tendo beneficiado de uma redução dos custos com O&M e despesas de marketing.

O investimento operacional subiu €12M, devido: (i) ao investimento realizado no pipeline de Bergara-Irun (transporte), prevendo-se que entre em operação até ao final de 2010 (investimento total: €68M); (ii) a um aumento dos investimentos com as redes de distribuição e pontos de abastecimento.

(1) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal.

EDP - Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)				Consolidado (€ M)				Energias do Brasil	1S10	1S09	Δ %
	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.				
Margem Bruta	1.176,0	1.044,6	13%	131	493,3	355,7	39%	138	Cotação no fim do período (R\$/acção)	35,80	27,05	32%
Fornecimentos e serviços externos	183,4	157,0	17%	26	77,0	53,4	44%	24	Total de accções (milhões)	158,8	158,8	-
Custos com Pessoal	108,0	107,3	0,6%	1	45,3	36,5	24%	9	Accções próprias (milhões)	0,3	15,8	-98%
Custos com benefícios Sociais	20,6	33,2	-38%	-13	8,6	11,3	-24%	-3	Nº de accções detidas pela EDP (milhões)	102,9	102,9	-
Outros custos operacionais (líquidos)	50,7	54,2	-6,4%	-3	21,3	18,4	15%	3	Euro/Real - Taxa de fim do período	2,21	2,75	24%
Custos Operacionais	362,7	351,6	3,1%	11	152,1	119,7	27%	32	Euro/Real - Taxa média do período	2,38	2,94	23%
EBITDA	813,3	693,0	17%	120	341,2	235,9	45%	105	Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	5,2%	0,0%	-
Provisões	4,3	4,2	3,3%	0	1,8	1,4	27%	0	Taxa de juro (SELIC)	10,25	9,25	100 pp
Depreciações e amortizações líquidas	171,3	160,7	6,6%	11	71,9	55,6	29%	16	Empregados (#)	2.357	2.336	21
EBIT	637,7	528,1	21%	110	267,5	179,0	49%	89	Dados relevantes de Balanço (€ M)	1S10	1S09	Δ %
Result. da alienação de act. financ.	-	121,0	-	-121	-	41,2	-	-41	Dívida líquida	971	939	3,4%
Resultados financeiros	(63,8)	(117,6)	46%	54	(26,7)	(40,1)	33%	13	Recebimentos futuros da actividade regulada	(13)	50	-
Resultados em associadas	(0,9)	(0,1)	-	-1	(0,4)	(0,0)	-	-0	Interesses minoritários	797	626	27%
Resultados Antes de Impostos	573,0	531,3	7,8%	42	240,4	180,1	33%	60	Valor contabilístico	2.108	1.372	54%
IRC e impostos diferidos	185,8	151,2	23%	35	77,9	51,5	51%	26	Rating e Rácios de Dívida	1S10	1S09	Δ %
Taxa efectiva imposto (%)	32%	28%	4,0 pp	0	32%	29%	3,8 pp	0	Dívida líquida / EBITDA	1,4x	2,0x	
Resultado líquido do exercício	387,2	380,1	1,9%	7	162,4	128,6	26%	34				
Accionistas da Energias do Brasil	331,8	327,4	1,3%	4	139,2	110,7	26%	29				
Interesses minoritários	55,4	52,7	5,2%	3	23,3	17,9	30%	5				
Capex	290,4	283,0	2,6%	7	121,8	96,4	26%	25	Energias do Brasil			
									Último relatório de Rating			Ba1/Sta
												08-04-10

No 1S10, o EBITDA da EDP Brasil aumentou 17% em moeda local reflectindo: (i) uma forte recuperação da procura de electricidade e (ii) impacto positivo dos desvios tarifários na distribuição.

No 1S10, a contribuição da Energias do Brasil para o EBITDA consolidado foi afectada positivamente pela apreciação de 23% do Real contra o Euro (impacto positivo de €64M no EBITDA).

Note-se que a comparação do 1S10 com o 1S09 é impactada por algumas questões não recorrentes das quais destacamos: (1) receita adicional como compensação de quebra de contrato por um consumidor (R\$6M) no 1T10 e (2) custos de reestruturação de RH de R\$15M no 1S09 relacionados com a implementação de um novo modelo organizacional.

Em Nov-09, a EDP Brasil vendeu 15,5 milhões de accções (9,8% do seu capital social) através de uma oferta de distribuição pública secundária de accções ordinárias que constituem accções próprias, ao preço de R\$28,50 por accção o que implicou uma diminuição do peso de accções próprias para 0,2% do capital social em Dez-09.

A dívida líquida da EDP Brasil em EUR cresceu 3% devido ao impacto cambial e o prazo médio da dívida (em BRL caiu 16%) passou para 4,4 anos em Jun-10. Os custos financeiros líquidos em BRL diminuíram 46% no período devido: (1) diminuição do custo médio da dívida (de 10,7% no 1S09 para 8,6% no 1S10), e (2) receita extraordinária relacionada com uma nova lei que perdoou o pagamento de custos financeiros de dívidas fiscais em atraso (R\$11M).

Em Jun-10, a EDP Brasil contratou um empréstimo com o Banco do Brasil no montante de R\$135M com vencimento em 2015. Do total de dívida bruta em Jun-10, 8,1% estavam denominados em moeda estrangeira, dos quais 99,3% estão protegidos de variação cambial através de derivados. O peso da taxa de juro fixa da EDP Brasil era 59% em Jun-10. A principal taxa de juro fixa de referência é a TJLP, que corresponde ao custo dos financiamentos concedidos pelo BNDES e actualmente encontra-se em 6%.

O resultado da alienação de act. financ. no 1S09 está relacionado com a venda da nossa participação, em Jun-09, na empresa de telecomunicações Esc90. Os interesses minoritários em euros aumentaram em balanço devido à apreciação da moeda BRL. Ao nível da demonstração de resultados em moeda local, os interesses minoritários cresceram devido a melhores resultados financeiros no Lajeado, onde não detemos uma participação de 100%.

Em suma, o resultado líquido da Energias do Brasil no 1S10 (em IFRS) aumentou 1% em moeda local. Excluindo o resultado da alienação de act. financ., o resultado líquido da Energias do Brasil no 1S10 cresceu 61%.

Em Mai-10, a EDP Brasil pagou um dividendo de R\$296.3M, correspondente a R\$1,88 por accção.

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	774,1	636,2	22%	+138
Forn. e serviços externos	139,2	118,9	17%	+20
Custos com Pessoal	77,5	78,5	-1,3%	-1
Custos com benefícios Sociais	18,2	25,3	-28%	-7
Outros custos operac. (Liq.)	46,1	40,9	12%	+5
Custos Operacionais	281,0	263,6	6,6%	+17
EBITDA	493,1	372,6	32%	+120
Provisões	3,8	4,3	-11%	-0
Deprec. e Amortizações Líquidas	90,5	83,8	7,9%	+7
EBIT	398,8	284,5	40%	+114

Na actividade de distribuição no Brasil, o **EBITDA no 1S10 aumentou 32% relativamente ao 1S09**. A margem bruta aumentou 22% no período, principalmente devido a:

(1) Recuperação significativa no 1S10 dos volumes de energia vendida e distribuída: volume de energia vendida a clientes finais aumentou 9% no 1S10 (+10% vs. 1S08) e 7% no 2T10 comparativamente ao 2T09. No segmento residencial e comercial, o volume vendido cresceu 7% no 1S10 e 4% no 2T10 reflectindo: (i) aumento de 3% no número de clientes e (ii) aumento do consumo por cliente suportado no crescimento da penetração de electrodomésticos. No segmento industrial, o volume de energia vendida aumentou 15% no 1S10, reflectindo a recuperação da produção industrial brasileira. 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 37% no 1S10 (+36% no 2T10 relativamente ao 2T09 e +3% vs. o 1S08) reflectindo uma forte recuperação da procura principalmente do sector do minério e siderúrgico e uma base de comparação mais fraca no 1S09.

Margem Bruta	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta IFRS	774	636	22%	+138
Desvio Tarifário (1)	(6)	50	-	-57
Desvios Períodos Anteriores (2)	(61)	(59)	3,1%	-2
Outros	6	18	-64%	-11
Margem Bruta Brasil GAAP	713	645	11%	+68
Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)	(30)	147	-	-177
Clientes Ligados (Milhares)	2.680,2	2.611,7	2,6%	+69
Bandeirante	1.470,0	1.444,3	1,8%	+26
Escelsa	1.210,3	1.167,4	3,7%	+43
Electricidade Distribuída (GWh)	11.893	10.072	18%	+1.821
Bandeirante	7.145	6.437	11%	+709
Escelsa	4.747	3.635	31%	+1.113
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	4.479	3.258	37%	+1.221
Electricidade Vendida (GWh)	7.413	6.813	8,8%	+600
Bandeirante	4.475	4.207	6,4%	+268
Resid., Comerc. e Outros	2.903	2.821	2,9%	+82
Industrial	1.573	1.386	13%	+187
Escelsa	2.938	2.606	13%	+332
Resid., Comerc. e Outros	2.409	2.164	11%	+245
Industrial	529	443	20%	+86

(2) Impacto positivo dos reajustes tarifárias anuais (Escelsa desde Ago-09 e Bandeirante desde Out-09), que reflectem essencialmente actualizações anuais na base de custos (CPI-X) e repasse de custos não controláveis. Note-se que o retorno sobre o RAB definido pelo regulador foi fixado em 15% antes de impostos em todo o período regulatório da Escelsa (entre Ago-07 e Jul-10) e Bandeirante (entre Out-07 e Set-11). No início de Agosto, a ANEEL vai aprovar a remuneração (revisão tarifária) da EDP Escelsa para o período regulatório de 3 anos entre Ago-10 a Jul-13.

(3) Impacto positivo de desvios tarifários ao nível da margem bruta maiores no 1S10 do que no 1S09. A margem bruta em IFRS da distribuição inclui o impacto de desvios tarifários em termos de fluxo de caixa, enquanto a margem bruta em GAAP Brasileiro está mais próxima da margem bruta normalizada. Os desvios tarifários passados que estão a ser recuperados pela EDP através das tarifas, ascenderam no 1S10 a R\$61M em linha com o 1S09. Por outro lado, um **desvio tarifário do período de R\$6M** foi criado no 1S10 (contra um desvio tarifário negativo de R\$50M no 1S09). Este desvio tarifário positivo foi criado devido: (1) apreciação do BRL contra o USD no 1T10 o que implicou uma descida dos custos de produção de Itaipu (custos denominados em USD) e (2) baixos custos de produção do sistema regulado brasileiro devido a um volume elevado de produção através de centrais hídricas em detrimento de centrais térmicas. Consequentemente, os recebimentos futuros da actividade regulada diminuiram de R\$147M a recuperar em Jun-09 para R\$30M em Jun-10 a devolver ao sistema na próxima revisão tarifária pela EDP Brasil.

Os custos com pessoal diminuiram 1% no período em resultado da redução de pessoal e programas de eficiência implementados. Os fornecimentos e serviços externos aumentaram devido a: (1) condições meteorológicas adversas (tempestades e cheias) no início de 2010, que implicaram um aumento da quantidade de chamadas para o número grátis de apoio ao cliente e um aumento dos trabalhos de reparação e manutenção e (2) alteração da legislação pelo regulador relacionada com o atendimento a clientes (diminuição do tempo médio de atendimento). Os outros custos operacionais no 1S10 aumentaram em consequência de uma multa relacionada com um "blackout" eléctrico no final de 2009 nas áreas de concessão da Bandeirante e da Escelsa. Este custo está ainda em discussão com o regulador.

Investimento e Custos Operac.	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (3)	216,7	197,4	10%	+19
Custos control./cliente (R\$/cliente)	80,9	75,6	7,0%	+5
Custos control./km rede (R\$/km)	2,6	2,4	5,7%	+0
Empregados (#)	2.002	2.015	-0,6%	-13
Invest. Operacional (R\$M)	138,7	142,0	-2,3%	-3
Rede de Distribuição (Km)	83,7	80,6	3,8%	+3

(1) 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.

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

(3) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal.

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	378,1	386,0	-2,0%	-8
Fornecimentos e serviços externos	27,0	21,3	27%	+6
Custos com pessoal	17,7	18,2	-3,1%	-1
Custos com benefícios Sociais	1,4	2,5	-43%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	6,5	6,8	-4,1%	-0
Custos Operacionais	52,6	48,8	7,7%	+4
EBITDA	325,5	337,2	-3,5%	-12
Provisões	(0,5)	(0,3)	70%	-0
Deprec. e amortizações líquidas	73,6	70,0	5,2%	+4
EBIT	252,4	267,5	-5,6%	-15

PRODUÇÃO:

O EBITDA da actividade de produção diminuiu 3,5% no período, suportado por uma queda de 2% da margem bruta.

A capacidade instalada aumentou 1% em resultado da repotenciação das centrais hídricas de Suíça (+3MW no 4T09) e de Rio Bonito (+4MW no 4T09 e +2MW no 1T10).

O volume vendido diminuiu 2% no 1S10 reflectindo a alocação ao semestre do volume anual contratado em PPA, o que implicou uma alocação de maior volume de energia no segundo semestre do ano, onde é esperada uma recuperação dos preços em mercado (aumento de 143% no 2T10 de R\$28 em 30-Mar para R\$68 em 30-Jun).

O preço médio de venda aumentou 2% no 1S10. Toda a capacidade instalada da Energias do Brasil é contratada sob PPA com preços ajustados à inflação e com uma maturidade média de 14 anos.

Os custos operacionais cresceram 8% no 1S10 reflectindo custos jurídicos associados com a fusão de todas as empresas do grupo Lajeado e antecipação de trabalhos relacionados com o meio ambiente e manutenção e conservação.

O investimento operacional aumentou 8% no 1S10 para R\$152M. O investimento operacional de expansão representa 91% do investimento operacional total do qual 90% refere-se à construção da central a carvão de Pecém (70% do progresso atingido). O início da operação é esperado para o final de 2011, tendo a EDP Brasil já investido R\$866M até Jun-10. Até à entrada em funcionamento da central, é ainda expectável um investimento de cerca de R\$570M. O "investimento operacional de expansão em outros" diminuiu R\$69M devido essencialmente ao fim da construção da mini hídrica de Santa Fé e das repotenciações das centrais de Suíça e de Rio Bonito. O investimento operacional de expansão em outros no 1S10 está relacionado com a repotenciação de Mascarenhas (18MW), cuja conclusão está prevista para 2012.

Na central de carvão Pecém, a Energias do Brasil detém uma parceria de 50% com a MPX Mineração e Energia (consolidação proporcional). As condições contratadas incluem a disponibilidade de uma capacidade instalada de 615 MW a partir de Janeiro de 2012 por um prazo de 15 anos e uma margem bruta de R\$417,4M/ano (a preços correntes de 2007 a actualizar à inflação) com "repasse" dos custos de combustível. Este projecto será financiado em 75% com dívida de longo prazo, que já está contratada.

Produção	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	378,1	386,0	-2,0%	-8
Lajeado	154,3	164,3	-6,1%	-10
Peixe Angical	131,0	136,6	-4,1%	-6
Energest (15 centrais hídricas)	92,8	85,1	9,1%	+8
Capacidade Instalada - Hídrica (MW)	1.734	1.725	0,5%	+9
Lajeado	903	902	0,1%	+1
Peixe Angical	452	452	-	-
Energest (15 centrais hídricas)	380	371	2,3%	+9
Energia Vendida (GWh)	3.665	3.737	-1,9%	-72
Lajeado	1.499	1.542	-2,8%	-43
Peixe Angical	1.111	1.115	-0,4%	-4
Energest (15 centrais hídricas)	1.056	1.081	-2,3%	-25
Preço Médio de Venda (R\$/MWh)	119,6	117,5	1,8%	+2
Lajeado	103,3	105,1	-1,7%	-2
Peixe Angical	150,3	148,4	1,3%	+2
Energest (15 centrais hídricas)	110,3	103,4	6,7%	+7
Investimento Operac. (R\$ Milhões)	151,6	140,6	7,8%	+11
Manutenção	14,3	10,6	35%	+4
Expansão	137,3	130,0	5,6%	+7
Pecém	123,7	47,6	160%	+76
Outros	13,6	82,4	-84%	-69
Empregados (#)	260	243	7,0%	+17

COMERCIALIZAÇÃO LIBERALIZADA:

A actividade de trading e comercialização é desempenhada pela subsidiária Enertrade no mercado livre através do fornecimento de energia a grandes clientes industriais sem incorrer em riscos materiais no mercado energético. No 1S10, o EBITDA aumentou R\$10M relativamente ao período homólogo, devido a: (1) um ganho extraordinário no 1T10, devido a um acordo com um cliente para rescisão contratual por decisão do próprio (R\$6M) e (3) fim da contabilização, no 3T09, de provisões associadas ao contrato de fornecimento com a Ampla (R\$3,8M no 1S09).

Comercialização	1S10	1S09	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	20,8	21,6	-3,6%	-1
Custos operacionais (R\$ M)	(2,1)	8,7	-	-11
EBITDA (R\$ M)	22,9	12,9	78%	+10
Vendas electricidade (GWh)	3.886	3.810	2,0%	+76
Número de clientes (#)	68	112	-39%	-44



Demonstrações de Resultados

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1S10 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	522,9	395,1	916,8	411,0	493,3	(10,1)	2.729,0
Fornecimentos e serviços externos	49,5	67,3	190,0	91,1	77,0	(70,3)	404,6
Custos com pessoal	37,6	26,4	112,7	22,6	45,3	51,8	296,4
Custos com benefícios sociais	10,4	1,1	40,7	1,2	8,6	(1,1)	60,8
Rendas de concessão	2,5	-	119,2	3,9	-	(0,3)	125,3
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	0,6	20,0	(9,8)	(50,8)	21,3	29,7	11,0
Custos Operacionais	100,6	114,8	452,8	68,1	152,1	9,7	898,2
EBITDA	422,2	280,2	464,1	342,9	341,2	(19,8)	1.830,8
Provisões	(3,0)	29,2	1,6	(0,0)	1,8	9,8	39,3
Depreciações e amortizações líquidas (1)	116,1	97,6	185,3	196,9	71,9	37,4	705,2
EBIT	309,1	153,5	277,2	146,1	267,5	(67,0)	1.086,3

1S09 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	506,9	411,1	873,7	309,3	355,7	(2,7)	2.453,8
Fornecimentos e serviços externos	43,9	63,2	193,7	67,6	53,4	(68,5)	353,5
Custos com pessoal	34,8	29,2	108,7	20,3	36,5	54,3	283,8
Custos com benefícios sociais	10,5	1,0	44,9	0,0	11,3	(1,7)	66,0
Rendas de concessão	2,8	-	128,3	2,4	-	(9,1)	124,3
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(5,4)	23,0	(11,3)	(51,9)	18,4	42,8	15,6
Custos Operacionais	86,7	116,4	464,2	38,4	119,7	17,8	843,3
EBITDA	420,2	294,7	409,4	270,8	235,9	(20,5)	1.610,5
Provisões	0,9	4,6	(2,0)	(0,2)	1,4	14,1	18,8
Depreciações e amortizações líquidas (1)	126,0	93,0	163,8	142,6	55,6	32,3	613,3
EBIT	293,3	197,1	247,6	128,4	179,0	(66,9)	978,5

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

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T09	2T09	3T09	4T09	1T10	2T10	3T10	4T10
Vendas de electricidade	2.866,6	2.391,4	2.706,5	2.969,7	3.096,8	2.874,5	-	-
Vendas de gás	316,3	199,8	177,9	250,6	324,0	273,4	-	-
Outras vendas	12,6	20,4	18,7	73,4	18,4	35,1	-	-
Prestação de serviços	37,9	44,9	62,8	48,9	55,1	85,4	-	-
Proveitos Operacionais	3.233,3	2.656,5	2.965,9	3.342,5	3.494,3	3.268,4	-	-
Electricidade	1.464,8	1.045,2	1.343,9	1.486,6	1.688,5	1.558,2	-	-
Gás	218,3	128,0	98,5	196,4	221,4	193,9	-	-
Combustíveis	272,3	273,4	287,3	222,7	172,4	176,4	-	-
Materiais diversos e mercadorias	17,1	16,8	11,1	10,5	9,7	13,2	-	-
Custos Directos da Actividade	1.972,5	1.463,5	1.740,8	1.916,1	2.092,0	1.941,7	-	-
Margem Bruta	1.260,8	1.193,0	1.225,1	1.426,4	1.402,3	1.326,7	-	-
Fornecimentos e serviços externos	165,5	187,9	176,3	238,4	194,2	210,4	-	-
Custos com pessoal	141,3	142,5	124,5	131,7	150,5	145,9	-	-
Custos com benefícios sociais	35,4	30,6	44,1	48,2	32,8	28,1	-	-
Rendas de concessão	61,8	62,5	61,9	62,4	62,7	62,7	-	-
Outros custos operacionais (líquidos)	7,6	8,0	1,8	9,8	22,5	(11,6)	-	-
Custos Operacionais	411,7	431,5	408,5	490,6	462,7	435,4	-	-
EBITDA	849,1	761,4	816,6	935,8	939,6	891,2	-	-
Provisões	4,7	14,1	15,2	40,7	10,1	29,2	-	-
Depreciações e amortizações líquidas (1)	312,3	301,0	308,5	397,7	340,9	364,3	-	-
EBIT	532,1	446,4	492,8	497,4	588,6	497,7	-	-
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	12,9	15,0	2,8	29,1	5,8	(1,0)	-	-
Resultados financeiros	(165,5)	(121,7)	(92,1)	(107,4)	(118,1)	(114,8)	-	-
Resultados em associadas	4,6	9,1	7,2	4,3	6,9	6,2	-	-
Resultados Antes de Impostos	384,1	348,8	410,6	423,4	483,2	388,1	-	-
IRC e Impostos diferidos	88,0	105,5	115,6	90,6	129,0	102,9	-	-
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	296,1	243,3	295,0	332,7	354,2	285,2	-	-
Accionistas da EDP	265,3	213,3	268,6	275,8	309,2	255,6	-	-
Interesses minoritários	30,8	30,0	26,4	57,0	45,0	29,6	-	-

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

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1S10 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Proveitos Operacionais	1.920,9	1.297,3	412,9	2.596,1	792,3	1.015,9	(1.272,8)	6.762,6
Custos Directos da Actividade	1.094,6	1.256,2	1,9	1.830,2	591,0	522,6	(1.262,8)	4.033,7
Margem Bruta	826,4	41,1	411,0	765,9	201,4	493,3	(10,1)	2.729,0
Fornecimentos e serviços externos	75,4	30,3	91,1	167,8	33,3	77,0	(70,3)	404,6
Custos com pessoal	55,0	7,1	22,6	98,2	16,5	45,3	51,8	296,4
Custos com benefícios sociais	11,3	0,2	1,2	40,3	0,4	8,6	(1,1)	60,8
Outros Custos Operacionais (Líquido)	15,1	2,0	(46,9)	106,5	8,9	21,3	29,4	136,3
Custos Operacionais	156,8	39,6	68,0	412,7	59,1	152,1	9,7	898,2
EBITDA	669,6	1,5	342,9	353,2	142,3	341,2	(19,8)	1.830,8
Provisões	9,8	16,4	(0,0)	1,7	(0,1)	1,8	9,8	39,3
Depreciações e amortizações líquidas (1)	211,3	2,1	196,9	149,6	36,0	71,9	37,4	705,2
EBIT	448,5	(17,1)	146,1	201,9	106,4	267,5	(67,0)	1.086,3

1S09 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Proveitos Operacionais	1.578,8	733,6	313,9	2.518,4	623,3	762,0	(640,2)	5.889,8
Custos Directos da Actividade	765,3	688,7	4,7	1.756,5	451,9	406,4	(637,4)	3.436,0
Margem Bruta	813,5	44,9	309,3	762,0	171,3	355,6	(2,8)	2.453,8
Fornecimentos e serviços externos	72,6	25,1	67,6	174,8	28,3	53,4	(68,5)	353,5
Custos com pessoal	56,6	5,5	20,3	97,1	13,5	36,5	54,3	283,8
Custos com benefícios sociais	11,4	0,2	-	44,6	0,3	11,3	(1,7)	66,0
Outros Custos Operacionais (Líquido)	24,3	(9,4)	(49,5)	115,1	7,3	18,4	33,7	139,9
Custos Operacionais	164,9	21,4	38,4	431,6	49,5	119,7	17,8	843,3
EBITDA	648,6	23,5	270,8	330,4	121,9	235,9	(20,5)	1.610,5
Provisões	7,4	(1,9)	(0,2)	(2,0)	0,0	1,4	14,1	18,8
Depreciações e amortizações líquidas (1)	217,2	1,6	142,6	141,9	22,2	55,5	32,3	613,3
EBIT	424,0	23,9	128,4	190,5	99,6	179,0	(66,9)	978,5

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



Desempenho da EDP na Bolsa



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon - YTD



Principais Eventos EDP

- Jan-13:** EDP adjudica construção da nova central hidroeléctrica Venda Nova III
- Jan-27:** EDP Renováveis entra no mercado eólico italiano através da aquisição de 520 MW em desenvolvimento
- Feb-10:** Substituição do representante da Sonatrach no Conselho Geral e de Supervisão
- Mar-09:** EDP emite obrigações no montante de EUR 1 000 000 000 a 5 anos
- Mar-12:** Comunicação de redução de participação qualificada Pictet Asset Management
- Abr-16:** Assembleia Geral Anual de Accionistas
- Abr-26:** EDP Renováveis selecciona Vestas para contratar o fornecimento de aerogeradores relativos a um máximo de 2,1 GW de capacidade eólica
- Abr-27:** EDP anuncia pagamento de dividendos a 13 de Maio (dividendo bruto - €0,155)
- Mai-05:** Moody's mantém rating de longo prazo da EDP em 'A3' atribuindo outlook estável
- Jun-29:** Blackrock reduz participação na EDP
- Jul-28:** EDP reforça controlo da Naturgas
- Jul-29:** EDP sells electricity transmission assets in Spain to REE

EDP em Bolsa	YTD	52W (28-07-2010)	2009
Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)			
Fecho	2,52	2,52	3,11
Max	3,19	3,22	3,22
Min	2,40	2,40	2,34
Média	2,71	2,83	2,88
Liquidez da EDP na Euronext Lisbon			
Volume de Negócios (€ M)	4.189	6.835	5.027
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	28	26	19
Volume Transaccionado (milhões de acções)	1.548	2.416	1.743
Volume Médio Diário (milhões de acções)	10,4	9,2	6,7
Valor de Mercado da EDP			
Capitalização Bolsista (€ M)	9.214	-	11.365
"Enterprise Value" (€ M)	28.247	-	28.059

EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade



Capacidade Instalada - MW (1)	1S10	1S09	Δ MW	Δ %	Produção de Electricidade (GWh)	1S10	1S09	Δ GWh	Δ %
CAE/CMEC	6.931	6.987	-56	-0,8%	CAE/CMEC	10.628	8.799	1.829	21%
Hídrico	4.094	4.094	-	-	Hídrico	9.123	3.976	5.147	129%
Flo de água	1.860	1.860	-	-	Flo de água	5.921	2.729	3.192	
Albufeira	2.234	2.234	-	-	Albufeira	3.202	1.247	1.955	
Carvão	1.180	1.180	-	-	Carvão	1.506	4.588	-3.081	-67%
Sines	1.180	1.180	-	-	Sines	1.506	4.588	-3.081	
Fuel	1.657	1.713	-56		Fuel	-2	236	-237	-
Setúbal	946	946	-	-	Setúbal	-4	187	-191	
Carregado	710	710	-	-	Carregado	3	-2	4	
Barreiro	-	56	-56		Barreiro	-	51	-51	
Regime Especial (Ex-Eólico)	473	448	25	5,5%	Regime Especial (Ex-Eólico)	1.354	1.069	285	27%
Mini-Hídricas	160	160	0		Mini-Hídricas	427	222	205	
Cogeração+Resíduos	275	257	18		Cogeração+Resíduos	831	807	24	
Biomassa	38	32	7		Biomassa	96	40	56	
Produção Liberalizada de Electricidade	5.999	5.096	903	18%	Produção Liberalizada de Electricidade	7.939	9.645	-1.706	-18%
Hídrico	910	910	-	-	Hídrico	1.485	936	550	59%
Portugal	484	484	-	-	Portugal	816	361	455	
Espanha	426	426	-	-	Espanha	670	575	95	
Carvão	1.460	1.460	0	0	Carvão	1.583	3.701	-2.119	-57%
Aboño I	342	342	-	-	Aboño I	567	771	-205	
Aboño II	536	536	-	-	Aboño II	765	1.808	-1.043	
Soto Ribera II	236	236	-	-	Soto Ribera II	177	511	-334	
Soto Ribera III	346	346	-	-	Soto Ribera III	74	611	-537	
CCGT	3.308	2.405	903	38%	CCGT	4.354	4.549	-195	-4,3%
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-	-	Ribatejo (3 grupos)	1.183	3.193	-2.010	
Lares (2 grupos)	863	-	863		Lares (2 grupos)	1.237	-	1.237	
Castejón (2 grupo)	843	811	32		Castejón (2 grupo)	1.300	827	472	
Soto IV (1 grupo)	426	418	8		Soto IV (1 grupo)	635	529	106	
Nuclear	156	156	-	-	Nuclear	516	459	58	13%
Trillo	156	156	-	-	Trillo	516	459	58	
Fuel	165	165	-	-	Fuel	0	-	0	0
Tunes	165	165	-	-	Tunes	0	-	0	
Eólico (Maior detalhe na página 16)	5.665	4.632	1.033	22%	Eólico	6.940	5.252	1.688	32%
Europa	2.936	2.495	441		Europa	3.244	2.163	1.081	
EUA	2.715	2.123	592		EUA	3.682	3.074	608	
Brasil	14	14	-	-	Brasil	14	15	-1	
Brasil (Ex-Eólico)	1.734	1.725	9	0,5%	Brasil (Ex-Eólico)	3.836	4.060	-224	-5,5%
Hídrico	1.734	1.725	9	0,5%	Hídrico	3.836	4.060	-224	-5,5%
Lajeado	903	902	1		Lajeado	1.785	2.021	-235	
Peixe Anqical	452	452	-	-	Peixe Anqical	1.186	1.170	16	
Energest	380	371	9		Energest	865	870	-5	
TOTAL	20.802	18.888	1.914	10%	TOTAL	30.697	28.825	1.872	6,5%

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

EDP - Volumes distribuidos, clientes ligados e extensão da rede

ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	1S10	1S09	Δ GWh	Δ %
Portugal	23.871	22.741	1.131	5,0%
Muito Alta Tensão	712	768	-56	-7,3%
Alta / Média Tensão	10.259	9.527	732	7,7%
Baixa Tensão	12.900	12.446	455	3,7%
Espanha	4.804	4.543	261	5,7%
Alta / Média Tensão	3.448	3.191	257	8,1%
Baixa Tensão	1.356	1.352	4	0,3%
Brasil	11.893	10.072	1.821	18%
Clientes Livres	4.479	3.258	1.221	37%
Industrial	2.102	1.828	273	15%
Residencial, Comercial & Outros	5.312	4.985	327	6,6%
TOTAL	40.568	37.355	3.213	8,6%

Clientes Ligados (mil)	1S10	1S09	Abs. Δ	Δ %
Portugal	6.132	6.093	38,2	0,6%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	23	0,3	1,2%
Baixa Tensão Especial	34	33	0,7	2,0%
Baixa Tensão	6.074	6.037	37,3	0,6%
Espanha	647	639	8,5	1,3%
Finais	399	472	-72,7	-15%
Acesso	248	167	81,1	49%
Brasil	2.680	2.612	68,5	2,6%
Bandeirante	1.470	1.444	25,7	1,8%
Escelsa	1.210	1.167	42,9	3,7%
TOTAL	9.459	9.344	115,2	1,2%

Redes	1S10	1S09	Abs. Δ	Δ %
Extensão das redes (Km)	325.745	323.250	2.496	0,8%
Portugal	219.979	221.196	-1.217	-0,6%
Espanha	22.029	21.404	625	2,9%
Brasil	83.737	80.650	3.088	3,8%
Perdas (% da electricidade entrada na rede)				
Portugal	-6,9%	-6,9%	0,0 pp	
Espanha	-3,9%	-3,8%	-0,1 pp	
Brasil				
Bandeirante	-11,6%	-10,7%	-0,9 pp	
Técnicas	-5,6%	-5,1%	-0,4 pp	
Comerciais	-6,0%	-5,5%	-0,5 pp	
Escelsa	-14,3%	-15,2%	0,8 pp	
Técnicas	-8,2%	-9,3%	1,1 pp	
Comerciais	-6,1%	-5,9%	-0,2 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	1S10	1S09	Δ GWh	Δ %
Portugal	3.570	3.028	542	18%
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	1.673	1.462	211	14%
Média Pressão (P > 4 Bar)	1.878	1.547	331	21%
GPL	19	19	-1	-3,3%
Espanha	24.883	11.109	13.774	124%
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	13.659	4.792	8.867	185%
Média Pressão (P > 4 Bar)	11.225	6.317	4.907	78%
TOTAL	28.453	14.137	14.316	101%

Pontos de Abastecimento (mil)	1S10	1S09	Abs. Δ	Δ %
Portugal	235,3	207,9	27,4	13%
Finais	234,8	207,8	27,0	13%
Acesso	0,5	0,1	0,4	429%
Espanha	973,8	698,1	275,8	40%
Finais	-	-	-	-
Acesso	973,8	698,1	275,8	40%
TOTAL	1.209,2	906,0	303,2	33%

Redes	1S10	1S09	Abs. Δ	Δ %
Extensão das redes (Km)	12.719	9.199	3.520	38,3%
Portugal	3.597	3.304	292	8,8%
Espanha	9.123	5.895	3.228	55%
Distribuição	8.736	5.557	3.179	57%
Transporte	387	338	49	15%

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 2T10

- **Abr-10:** António Mexia considerado melhor CEO europeu do sector energético (*Utilities*), pela "Institutional Investor";
- **Abr-10:** Horizon Wind Energy assina com NYSEERDA*, em conjunto com a PSC**, um contrato para venda dos certificados verdes gerados pelo parque Marble River;
- **Mai-10:** Campanha "Sai para a Rua", um convite aos cidadãos a participarem na iniciativa do Dia B para aumentar o conhecimento sobre a biodiversidade;
- **Jun-10:** Castejón renova a certificação de Gestão Ambiental;
- **Jun-10:** EDP considerada pela "Forbes" como uma das melhores empresas do mundo no sector das *Utilities*;
- **Jun-10:** Relatório 2009 da EDP no Brasil cumpre a AA1000AS (2008), tipo 1;
- **Jun-10:** Relançamento programa "+ Conciliar" (com novas medidas que visam permitir conciliar ainda mais a vida pessoal com a profissional).

EDP: Índice Interno de Sustentabilidade (base 2006)

	1S10	1S09	Δ %
Índice de Sustentab.	127	118	7,1%
Comp. Ambiental	115	114	1,2%
Peso %	36%	36%	
Comp. Económica	142	126	13%
Peso %	33%	33%	
Comp. Social	122	115	6,4%
Peso %	31%	31%	

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

	1S10	1S09	Δ %
Valor Económico (€M)⁽¹⁾			
Directo Gerado	6.548	5.644	16%
Distribuído	4.191	3.605	16%
Acumulado	2.356	2.039	16%

Métricas Sociais

	1S10	1S09	Δ %
Empregados^(c)	12.023	11.909	1,0%
Formação (horas forma)	193.742	154.233	26%
Acidentes em Serviço	24	25	-4,0%
Índ. Gravidade EDP (Tg)	120	145	-17%
Índ. Frequência EDP (Tf)	2,18	2,33	-6,4%
Índ. Frea. EDP+PSE ^(f) (Tf)	5,12	4,60	11%

Métricas Ambientais

	1S10	1S09	Δ %
Emissões Atmosféricas (kt)^(a)			
CO ₂	5.727,8	10.510,8	-46%
NOx	4,5	19,3	-77%
SO ₂	4,3	12,7	-67%
Partículas	0,221	0,708	-69%
Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)			
CO ₂	183,65	357,41	-49%
NOx	0,15	0,66	-78%
SO ₂	0,14	0,43	-68%
Consumo de Energia Primária (TJ)^(b)	66.305	116.324	-43%
Capacidade Líquida Max. Certificada (%)	66%	65%	1 pp
Utilização de Água (10³ m³)	426.382	895.471	-52%
Total Resíduos (t)^(e)	255.275	298.820	-15%
Despesas Ambientais (€ mil)	35.613	49.214	-28%
Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)	4,5	9,0	-50%

Métricas Ambientais - Emissões de CO₂

Emissões de CO ₂	Absoluto (ktCO ₂)		Específicas (t/MWh)		Produção ^(d) (GWh)	
	1S10	1S09	1S10	1S09	1S10	1S09
PPA/CMEC	1.510	4.147			1.506	5.020
Carvão	1.492	3.862	0,99	0,84	1.506	4.588
Fuel Oil & Gás Natural	18	285	-	0,66	-	433
Produção Liberalizada	3.981	5.870			5.937	8.251
Carvão	2.286	4.202	1,44	1,14	1.583	3.701
CCGT	1.695	1.667	0,39	0,37	4.354	4.549
Regime Especial	237	494	0,12	0,29	1.935	1.690
Produção Térmica	5.728	10.511	0,61	0,70	9.378	14.962
Produção Livre de Emissões de CO₂					21.811	14.446
Total Emissões de CO₂			0,18	0,36	31.189	29.408

(a) Excluindo frota automóvel.

(b) Incluindo frota automóvel.

(c) Excluindo Órgãos Sociais.

(d) Inclui vapor (1,041 GWh: 1S09 and 1,009 GWh: 1S10).

(e) Resíduos encaminhados para destino final.

(f) PSE: Prestadores de Serviços Externos.

* New York State Energy Research and Development Authority

** Public Service Commission

(1) Valor Económico Produzido (VEP): Volume de negócios + ganhos/perdas na alienação de activos financeiros + outros proveitos financeiros + outros custos financeiros + ganhos/perdas em associadas.

Valor Económico Distribuído (VED): Volume de negócios - resultado operacional bruto - imposto sobre o rendimento corrente - dividendos; Valor Económico Acumulado: VEP - VED

IFRIC 12 - Impacto nas Demonstrações Financeiras



Balço Consolidado (€M)

	Jun-10	Dez-09
Activos intangíveis		
Activos afectos à concessão		
Portugal		
Energia eléctrica		
Distribuição	2.378,0	2.424,5
Produção	273,5	123,0
Gás	122,0	264,0
Brasil		
Energia eléctrica		
Distribuição e transporte	928,2	849,4
Activos fixos tangíveis	(5.899,6)	(5.684,2)
Valores a receber por Concessões - IFRIC 12	444,9	370,3
Impacto total no activo	(1.753,1)	(1.653,1)
Subsídios e participações de investimento imobilizado - Não correntes	(2.825,5)	(2.672,3)
Subsídios e participações de investimento imobilizado - Correntes	1.072,4	1.019,1
Impacto total no passivo	(1.753,1)	(1.653,1)

Demonstração de Resultados (€M)

	1S10	1S09
Amortizações de direitos de concessão	212,9	201,0
Amortizações de imobilizado corpóreo	(161,6)	(152,9)
Compensações de amortizações	(51,1)	(48,1)
Outros	(0,2)	(0,0)
Impacto total no resultado	-	-

A IFRIC 12 foi adoptada pela Comissão da União Europeia em 25 de Março de 2009, aplicando-se aos exercícios que iniciem após aquela data. No Grupo EDP, a aplicação desta interpretação é obrigatória a partir de 1 de Janeiro de 2010, sendo obrigatória a apresentação de comparativos para o exercício de 2009.

A IFRIC 12 tem como objectivo fornecer um enquadramento contabilístico à actividade desenvolvida por operadores de infraestruturas em regime de concessão público-privada, na qual esteja subjacente a prestação de serviços de utilidade pública.

A IFRIC 12 aplica-se aos contratos de concessão publico-privados nos quais o concedente: controla ou regula o tipo de serviços que podem ser fornecidos com recurso às infraestruturas subjacentes; controla ou regula o preço ao qual os serviços são fornecidos; controla/detém um interesse significativo na infraestrutura no final da concessão.

Em resultado da aplicação da IFRIC 12, aos negócios da distribuição de gás, distribuição de electricidade e produção de electricidade, a demonstração de resultados consolidada apresenta uma reclassificação de amortizações corpóreas para incorpóreas.