



Resultados 1T10

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

Lisboa, 6 de Maio 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 e Comercialização de Último Recurso em Espanha	- 20 -
Gás - Actividade Regulada	- 21 -
Brasil - Energias do Brasil	- 22 -
Demonstrações de Resultados & Anexos	- 26 -

Destaques



Demonstração Resultados (€ M) (3)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1,402	1,261	11%	+141
Fornecimentos e serviços externos	194	166	17%	+29
Custos com pessoal	151	141	6.5%	+9
Custos com benefícios sociais	33	35	-7.5%	-3
Rendas de concessão	63	62	1.3%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	23	8	196%	+15
Custos Operacionais	463	412	12%	+51
EBITDA	940	849	11%	+90
Provisões	10	5	115%	+5
Depreciações e amortizações líquidas (1)	341	312	9.1%	+29
EBIT	589	532	11%	+57
Result. da alienação de act. financ.	6	13	-55%	-7
Resultados financeiros	(118)	(166)	29%	+47
Resultados em associadas	7	5	50%	+2
Resultado Antes de Impostos	483	384	26%	+99
IRC e Impostos diferidos	129	88	47%	+41
Operações em descontinuação	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	354	296	20%	+58
Accionistas da EDP	309	265	17%	+44
Interesses minoritários	45	31	46%	+14

Dados-chave Operacionais	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12,139	12,081	0.5%	+58
Capacidade instalada (MW)	20,728	18,727	11%	+2,002

Dados-chave Financeiros (€ M)	1T10	1T09	% Δ	Δ Abs.
FFO	773	633	22%	+140
Investimento operacional	573	840	-32%	-268
Manutenção	126	124	1.4%	+2
Expansão	447	716	-38%	-270
Investimentos financeiros Líquidos	8	4	101%	+4

Dados-chave de Balanço (€ M)	Mar/10	Dez/09	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	7,701	7,291	5.6%	+410
Dívida líquida	14,631	14,007	4.5%	+624
Receb. futuros da actividade regulada	771	596	29%	+175
Dívida líquida/EBITDA (x)	3.9x	4.2x	-7.3%	-0.3
Dívida líquida ajustada (2) /EBITDA (x)	3.7x	3.9x	-5.4%	-0.2

O EBITDA cresceu 11% (+€90M) para €940M no 1T10, impulsionado por: (i) subida em 48% (+€54M) no Brasil, reflexo da apreciação do Real, da retoma na procura e do impacto positivo dos ajustamentos tarifários anuais da Bandeirante e Escelsa; (ii) aumento de 20% (+€30M) na actividade eólica suportada pelo aumento da capacidade instalada (+23%); e (iii) subida de 9% (+€19M) nas redes reguladas decorrente do início de consolidação dos activos adquiridos à Gas Natural e de maiores proveitos regulados nas nossas actividades em Espanha e Portugal.

No 1T10, 83% do EBITDA foi gerado 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 apenas 1%, reflectindo o diferente posicionamento da EDP nos negócios de produção e comercialização de electricidade (combinando uma forte posição longa em clientes com um portfólio de centrais muito flexível) e a estratégia de hedging seguida pelo grupo. Para 2010, a EDP tem já 24TWh 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 7TWh de vendas de electricidade (mais de 35% da produção esperada), com preços e margens em linha com os contratados para 2010.

Excluindo o Brasil e a EDP Renováveis, os custos operacionais controláveis (fornecimentos e serviços externos, custos com pessoal e custos com benefícios sociais) subiram 5% suportados por (i) aumento de actividades de produção e comercialização, (ii) condições meteorológicas adversas e custos com serviços a clientes mais elevados na distribuição de electricidade em Portugal. Os custos controláveis da EDP Renováveis subiram 26% (+€12M) em linha com o aumento de capacidade instalada. Os custos controláveis da Energias do Brasil aumentaram 28%, suportados pela apreciação do Real.

O EBIT cresceu 11% (+€57M), para €589M, reflectindo uma subida de 9% nas depreciações e amortizações líquidas, essencialmente decorrentes do acréscimo de capacidade instalada.

Os custos financeiros líquidos recuaram 29% (-€47M), para €118M no 1T10, essencialmente suportados pela redução em 36% (-€58M) dos juros líquidos, decorrente de uma quebra do custo médio da dívida de 4,7% para 3,5%. Os interesses minoritários aumentaram 46% (+14M) para €45M no 1T10, fruto da maior contribuição da Energias do Brasil, decorrente de uma subida do resultado líquido em 76% e da venda de acções próprias no 4T09. O resultado líquido subiu 17%, para €309M no 1T10, impulsionado pela forte performance operacional e financeira do grupo.

A dívida líquida subiu de €14,0MM em Dez-09 para €14,6MM em Mar-10. O montante total de dívida líquida continua influenciado pelo avultado investimento acumulado (€2,2MM até Mar-10), relacionado com 3,5GW de centrais de produção actualmente em construção (essencialmente hídricas, eólicas e capacidade de produção no Brasil). O aumento da dívida líquida no 1T10 reflectiu um acréscimo de €177M no montante de recebimentos futuros relacionados com as actividades reguladas, de €596M para €771M. Neste sentido, o rácio dívida líquida/EBITDA da EDP recuou ligeiramente, de 3,9x para 3,7x, excluindo activos regulatórios. O FFO aumentou 22% no período para €773M em resultado do: 1) aumento de 11% 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 €573M, do qual 78% correspondeu a projectos de expansão.

A posição total de caixa e de linhas de crédito disponíveis a Mar-10 ascende a €5,1MM, permitindo-nos cobrir as nossas necessidades de financiamento esperadas nos próximos 24 meses.

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

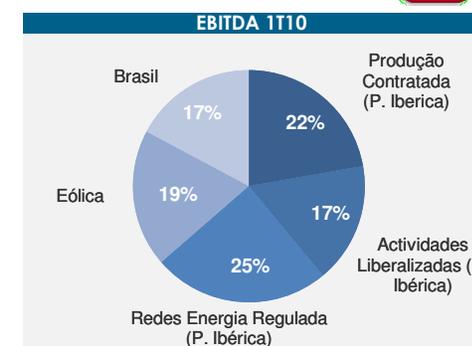
(2) Excluindo recebimentos futuros relacionados com a actividade regulada.

(3) Os impactos da adopção da IFRIC 12 são apresentados na página 94

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.	1T09	2T09	3T09	4T09	1T10	2T10	3T10	4T10
Produção Contratada LP	213.8	216.4	-1.2%	-3	220.2	204.6	192.7	214.8	213.8	-	-	-
Actividades Liberalizadas	161.6	163.2	-1.0%	-2	161.0	129.2	179.4	163.8	161.6	-	-	-
Redes Reguladas P. Ibérica	237.6	218.4	8.8%	+19	218.4	191.0	220.0	223.0	237.6	-	-	-
Eólico	184.5	154.4	20%	+30	154.4	116.4	97.7	174.0	184.5	-	-	-
Brasil	165.6	111.9	48%	+54	111.9	124.0	151.0	163.2	165.6	-	-	-
Outros	(23.6)	(15.2)	-54.7%	-8	(16.8)	(3.8)	(24.2)	(3.1)	(23.6)	-	-	-
Consolidado	939.6	849.1	11%	+90	849.1	761.4	816.6	935.8	939.6	-	-	-



O EBITDA consolidado cresceu 11% (+€90M) no 1T10, para €940M, impulsionado pelas operações no Brasil (+€54M), EDP Renováveis (+€30M) e redes reguladas (+€19M).

Os principais destaques foram:

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA – O EBITDA recuou 1% (-€3M) no 1T10, reflectindo um aumento de €5M na margem bruta e um acréscimo de €8M nos custos operacionais. O regime especial foi o principal motor de crescimento da margem bruta na produção contratada de longo prazo (+€11M), beneficiando de uma subida de 63% na produção das centrais mini-hídricas. A margem bruta dos CAE/CMEC recuou 3%, reflectindo essencialmente o fim do CAE na central a fuel óleo do Barreiro (-€3M), uma menor inflação e maiores custos incorridos decorrentes de menores horas de funcionamento nas nossas centrais térmicas. Os custos operacionais cresceram €8M no 1T10, reflectindo o aumento de capacidade instalada em regime especial e maiores trabalhos de manutenção.

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA - O EBITDA das actividades liberalizadas recuou 1% no 1T10, reflectindo um margem bruta estável e uma subida de 3% nos custos operacionais decorrente da maior escala de operações. A margem bruta de produção e comercialização de electricidade cresceu 8% (+€15M) suportada pelo maior volume vendido a clientes (+111%) e por um significativo aumento dos proveitos obtidos com serviços de sistema. Como resultado da significativa flexibilidade das nossas centrais em mercado (uma vez que as restrições de 'take-or-pay' foram mitigadas através da optimização de alocação de gás a centrais e clientes, e uma vez que o mix de geração e as soluções tecnológicas estão entre as mais flexíveis), as compras de electricidade na pool dispararam no 1T10 e as vendas a clientes representaram 190% da produção das nossas centrais no período. O custo médio da electricidade vendida recuou 6%, suportado pelo menor custo da electricidade comprada na pool (-21%) e da nossa produção (-12% vs 1T09 em resultado de um mix de produção mais barato e de menores custos da produção a carvão). A margem bruta de comercialização de gás caiu 43% (-€15M) devido a uma acentuada contracção da margem unitária média decorrente do aumento de concorrência.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA – O EBITDA subiu 9% (+€19M) suportado pelas actividades reguladas de gás, cujo EBITDA cresceu €21M, para €60M no 1T10, impulsionado pela consolidação, pela primeira vez, dos activos adquiridos à Gas Natural e por um aumento das receitas reguladas em Espanha e Portugal. O EBITDA da distribuição de electricidade em Portugal (c65% to EBITDA total de redes reguladas) recuou 3% para €152M no 1T10, fruto de uma margem bruta estável e de um aumento de 3% dos custos controláveis, consequência de condições atmosféricas adversas e de um aumento dos custos com serviços prestados aos clientes.

EÓLICO – O EBITDA da EDP Renováveis cresceu 20% (+€30M) reflectindo um aumento de 28% na margem bruta e uma depreciação do USD em 8%. O crescimento da margem bruta foi impulsionado por uma subida de 28% na produção, suportada num factor médio de utilização de 33% no 1T10 (vs 31% no 1T09) e na expansão da capacidade instalada (+23%). **Na Europa**, a produção subiu 60% no 1T10 beneficiando de um aumento de 23% na capacidade instalada e de um factor médio de utilização mais elevado (+6pp para 34%). A tarifa média na Europa recuou 12% no 1T10, penalizada pela evolução em Espanha (-17%), onde a quebra no preço médio realizado (-43%) foi atenuada pelo preço de venda mais elevado obtido em vendas contratadas a prazo (com um impacto de c€7.1/MWh no preço médio de venda). **Nos EUA**, a produção aumentou 6% reflectindo a expansão de capacidade instalada (+30%) e um factor médio de utilização significativamente mais baixo (40% no 1T09 e 31% no 1T10) decorrente de fracos recursos eólicos. O preço médio de venda nos EUA subiu 6% para USD49.2/MWh, reflectindo (i) 11% de aumento no preço médio dos nossos PPA, para €53.8/MWh e (ii) subida de 30% no preço médio do volume vendido em mercado, para USD38/MWh.

BRASIL - A contribuição da Energias do Brasil para o EBITDA consolidado aumentou 48% (+€54M) suportada pela apreciação do Real (+20% contra o Euro). Em moeda local, o EBITDA subiu 23% impulsionado pelo crescimento no volume de electricidade vendida nas nossas áreas de concessão (+11%) e pelo impacto positivo dos reajustes tarifários anuais na Escelsa (Ago-09) e Bandeirante (Out-09). Apesar do aumento de capacidade instalada (+2%), o crescimento do EBITDA na actividade de produção (-10% vs 1T09) foi influenciado pela nossa alocação ao trimestre do volume anual contratado em CAE, a qual resultou numa quebra de 6% no volume vendido.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Provisões & Amortizações (€ M)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	939.6	849.1	11%	+90
Provisões	10.1	4.7	115%	+5
Amortizações	347.0	315.2	10.1%	+32
Compensações de amortizações	(6.1)	(2.9)	-110%	-3
EBIT	588.6	532.1	11%	+57

Resultados Financeiros (€ M)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(101.9)	(159.7)	36%	+58
Custos financeiros capitalizados	41.3	24.1	72%	+17
Diferenças de câmbio e derivados	(35.2)	9.7	-	-45
Rendimentos de participações de capital	0.0	0.0	74%	+0
Outros ganhos e perdas financeiros	(22.3)	(39.6)	44%	+17
Resultados Financeiros	(118.1)	(165.5)	29%	+47

Ganhos/(Perdas) Emp. Associadas (€ M)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
CEM (21%) - China/Macau	1.9	1.7	12%	+0
DECA II (EEGSA (21%)) - Guatemala	1.6	-	-	+2
EDP Renováveis (subsidiárias)	2.0	-	-	+2
Outros	1.4	2.9	-54%	-2
Ganhos/(Perdas) Empresas Associadas	6.9	4.6	50%	+2

Ganhos/(Perdas) Alien. Act. Financ. (€ M)	1T10	1T09	Δ %	Abs. Δ
Soto IV (25%) - CCGT Espanha	-	12.9	-	-13
Oni SGPS - Telecoms Portugal	6.9	-	-	+7
Outros	(1.1)	(0.0)	-	-1
Ganhos/(Perdas) Alien. Activos Financ.	5.8	12.9	-55%	-7

Taxa Imposto (€ M)	1T10	1T09	Δ %	Abs. Δ
Resultados Antes de Impostos	483.2	384.1	26%	+99
IRC e impostos diferidos	129.0	88.0	47%	+41
Taxa de imposto efectiva (%)	26.7%	22.9%	3.8 pp	-
Ganhos/(perdas) alien. operações descont.	-	-	-	-

Interesses Minoritários (€ M)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	12.3	13.5	-8.9%	-1
HC Energia+Naturgas	0.1	0.8	-88%	-1
Subsidiárias Gás Portugal	2.2	0.4	450%	+2
Energias do Brasil	30.4	15.8	92%	+15
Outros	-	0.3	-	-0
Interesses Minoritários	45.0	30.8	46%	+14

A aplicação da IFRIC12 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 9% no 1T10 (+€29M), devido: i) a um aumento das amortizações na EDPR (+€24M), decorrente dos aumentos de capacidade eólica instalada; ii) à entrada em operação das CCGT de Lares 1 e 2 em Portugal (Out/Nov-09) (+€5M); iii) à consolidação pela primeira vez dos activos de gás adquiridos à Gas Natural (+€6M).

Resultados Financeiros:

a) Os **juros financeiros líquidos** diminuíram 36% no período, para €102M no 1T10, beneficiando de uma queda de c120pb no custo médio da dívida, de 4,7% no 1T09 para 3,5% no 1T10, em linha com a redução das taxas de juro de curto prazo (de notar que c55% da dívida da EDP está indexada a taxa variável sendo o seu principal indexante a Euribor a 3 meses, que caiu de 2,01% em média no 1T09 para 0,66% em média no 1T10). Este efeito compensou o aumento de 4% da dívida líquida média;

b) Os **custos financeiros capitalizados** aumentaram €17M no período para €41M no 1T10, reflectindo: i) a estabilidade do montante de imobilizado em curso a Mar-10 vs. Mar-09, sendo que a entrada em operação das CCGT de Lares 1 e 2 em Portugal, num total de 863MW de capacidade, foi compensada pelo início dos trabalhos de construção nas centrais hidroeléctricas de Ribeiradio e Venda Nova III em Portugal, com uma capacidade total de 813MW; ii) um aumento na capitalização dos custos financeiros ao nível da EDP Renováveis, relacionado com um novo critério de alocação da dívida associada às operações nos EUA; iii) um aumento do montante de imobilizado em curso relativo à central a carvão de Pecém no Brasil; e iv) a capitalização de juros sobre os direitos de concessão das centrais hidroeléctricas de Fridão e Alvito em Portugal.

d) As **diferenças de câmbio e derivados** incluem no 1T10 um impacto negativo de €24M com derivados, devido essencialmente a: i) operações de *hedging* nos mercados energéticos (€16M); e ii) impactos cambiais relacionados com investimentos na central a carvão de Pecém no Brasil (€4M).

e) A rubrica de **outros financeiros** 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** totalizam €6M no 1T10, essencialmente relacionados com ajustamentos contratuais ao preço de venda da Oni SGPS (vendida em 2007). No 1T09, os ganhos de capital ascendem a €13M, consequência 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.

A **taxa efectiva de imposto** do Grupo EDP aumentou de 22,9% no 1T09 para 26,7% no 1T10, devido essencialmente a um aumento do contributo das nossas operações no Brasil para o resultado antes de imposto.

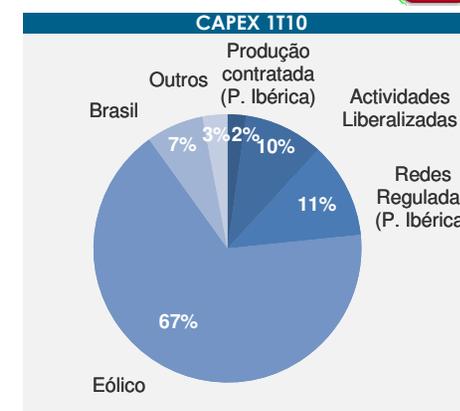
Os **interesses minoritários** aumentaram 46% no período para €45M no 1T10, devido a um aumento dos interesses minoritários nas Energias do Brasil, decorrente de um aumento de 76% do resultado líquido e da venda de acções próprias ao mercado durante o 4T09, o que originou um aumento da participação detida pelos accionistas minoritários nas Energias do Brasil de 28% para 35%.

Investimento Operacional



Invest. Operacional (€ M)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Prod. contratada (P. Ibérica)	12.8	21.0	-39%	-8
Liberalizado (P. Ibérica)	54.8	292.2	-81%	-237
Redes reguladas (P. Ibérica)	66.2	63.4	4.4%	+3
Eólico	382.0	403.5	-5.3%	-21
Brasil	39.5	39.7	-0.6%	-0
Outros	17.3	20.6	-16%	-3
Grupo EDP	572.6	840.5	-32%	-268
Expansão	446.6	716.3	-38%	-270
Manutenção	126.0	124.2	1.4%	+2

	1T09	2T09	3T09	4T09	1T10	2T10	3T10	4T10
Prod. contratada (P. Ibérica)	21.0	28.6	22.9	55.0	12.8	-	-	-
Liberalizado (P. Ibérica)	292.2	108.8	135.3	167.7	54.8	-	-	-
Redes reguladas (P. Ibérica)	63.4	94.7	96.2	112.4	66.2	-	-	-
Eólico	403.5	509.0	539.1	238.8	382.0	-	-	-
Brasil	39.7	56.5	64.2	98.1	39.5	-	-	-
Outros	20.6	14.9	17.3	34.8	17.3	-	-	-
Grupo EDP	840.5	812.5	875.0	706.7	572.6	-	-	-
Expansão	716.3	655.8	713.7	470.5	446.6	-	-	-
Manutenção	124.2	156.7	161.3	236.3	126.0	-	-	-



Projectos que Entraram em Operação em 2010 (€ M)	MW	Invest. 2010
Eólico	15	55.0
CCGT Pen. Ibérica	-	-
Hídrica (Brasil)	2	-
Regime especial (excl. eólico)	25	0.1
Total	42	55.1

Projectos em Desenvolvimento (€ M)	MW	Invest. 2010	Invest. Acumulado
Projectos em Construção			
Hídricas Portugal	1,677	20.0	296.0
Eólico (1)	1,040	327.0	1,396.0
CCGT Pen. Ibérica	424	9.6	243.9
Carvão Brasil	360	14.4	289.0
Hídrica Brasil	18	3.2	14.1
Regime especial (excl. eólico)	10	0.3	1.1
Total	3,529	374.5	2,240.1
Concessão Hídricas	-	-	285.2
Total	-	374.5	2,525.3

O investimento operacional ascendeu a €573M no 1T10, dos quais 78% foram investidos em 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, 92% do investimento de expansão foi destinado ao desenvolvimento de nova capacidade eólica e hídrica, enquanto 87% do investimento total foi canalizado para actividades reguladas e contratadas a longo prazo. O investimento de expansão diminuiu €270M no período, reflectindo menores investimentos na produção convencional no mercado liberalizado na península Ibérica (-€237M) e no eólico (-€21M). A redução do investimento na nossa actividade de produção liberalizada na Península Ibérica resulta essencialmente do 1T09 incluir o pagamento de €232M relativos aos direitos de concessão das centrais hidroeléctricas de Fridão (238MW) e Alvito (225MW) em Portugal. O investimento de manutenção totalizou €126M no 1T10, o que representa um crescimento de €2M no período, reflectindo essencialmente um aumento dos investimentos realizados nas nossas CCGT em Portugal.

A EDP investiu €55M em trabalhos finais com a capacidade eólica que entrou em operação no 4T09 e na conclusão dos trabalhos de construção de 42MW de capacidade adicional que entrou em operação nos primeiros 3 meses do ano: i) +15MW de capacidade eólica em França; ii) +25MW de co-geração em Portugal (central do Barreiro). A Mar-10, a EDP tinha uma capacidade instalada total de 20,728MW.

No final de Mar-10, a EDP já tinha investido um total de €2.2bn em 3.529MW de **capacidade em construção**, dos quais 2.735MW (77%) em **capacidade livre de emissões de CO₂ (hídrica e eólica)**. Em Portugal, a EDP já investiu perto de €300M em 6 centrais hidroeléctricas em construção: i) 4 repotenciações em Picote II, Bemposta II, Alqueva II e Venda Nova III num total de 1,429MW adicionais, com entrada em operação prevista entre Dez-2011 e Mai-2015; e ii) 2 novas barragens, Ribeiradio e Baixo Sabor, com uma capacidade total de 248MW, com entradas em operação previstas para Out-2013 e Dez-2013, respectivamente. Estas 6 centrais hidroeléctricas deverão representar um investimento total de €1,5MM até 2015. A EDP tem ainda um total de €1,4MM investidos em 1.040MW de capacidade eólica em construção, dos quais 572MW na Europa, 398MW nos EUA e 70MW no Brasil. O tempo médio para entrada em operação de um parque eólico varia habitualmente entre os 12 e 18 meses. No que se refere à **capacidade de produção convencional**, a EDP já investiu: i) €244M (82% do investimento total) na CCGT de Soto 5 em Espanha com uma capacidade de 424MW e com entrada em operação prevista para o 1T11; e ii) €289M (53% do investimento total) na central a carvão de Pecém no Brasil (360MW), com entrada em operação prevista para o final de 2011.

(1) Exclui Eólicas de Portugal (113MW), 40% detida pelo Grupo EDP.

Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	939.6	849.1	11%	+90
Imposto corrente	(70.2)	(98.0)	28%	+28
Juros financeiros líquidos	(101.9)	(161.6)	37%	+60
Resultados de associadas e dividendos recebidos	7.0	4.6	50%	+2
Outros ajustamentos	(1.2)	39.0	-	-40
FFO	773.2	633.1	22%	+140
Juros financeiros líquidos	101.9	161.6	-37%	-60
Resultados de associadas e dividendos recebidos	(7.0)	(4.6)	50%	-2
Investimento em fundo de manei	(408.3)	724.2	-	-1,132
Défice e desvios tarifários	(175.4)	1,039.5	-	-1,215
Cash Flow Operacional	459.9	1,514.3	-70%	-1,054
Investimento operacional de expansão	(446.6)	(716.3)	-38%	+270
Investimento operacional em melhorias	(126.0)	(124.2)	1.4%	-2
Var. de fundo manei de fornecedores de imobilizado	(332.9)	(224.4)	48%	-108
Cash Flow Operacional Líquido	(445.6)	449.4	-	-895
Investimentos/desinvestimentos financeiros (líquidos)	7.7	3.8	-	+4
Juros financeiros líquidos pagos	(49.8)	(102.1)	-51%	+52
Dividendos recebidos de associadas	0.0	0.0	74%	+0
Dividendos pagos	0.0	0.0	-	+0
Receb. antecipados de parceiros instit. nos EUA	(2.6)	39.3	-107%	-42
Outras variações não operacionais	(134.1)	(45.5)	-	-89
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(624.3)	344.9	-	-969

Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Principais Investimentos Financeiros	44.4	13.2	237%	+31
Perímetro consolidação EDP Renováveis	44.2	12.9	176%	+23
Outros	0.3	0.3	-	+0
Principais Desinvestimentos Financeiros	52.1	17.0	207%	+35
Perímetro consolidação EDP Renováveis	43.6	16.5	-	+27
Outros	8.5	0.5	-	+8
Principais Investimentos Financeiros Líquidos	7.7	3.8	101%	+4

O **FFO aumentou 22% no período para €773M** em resultado do: 1) aumento de 11% 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 70% no 1T10 para €460M 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.

O **investimento operacional de expansão** diminuiu 38% no 1T10 para €447M 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 (238MW) e Alvito (225MW) em Portugal no 1T09. O aumento de “fundo de manei relacionado com fornecedores de imobilizado” reflecte os trabalhos de construção de Soto V e os pagamentos efectuados no 1T10 associados a investimentos realizados no 4T09 em activos fixos, nomeadamente em parques eólicos.

Os **desinvestimentos financeiros** decorrem principalmente de: (1) restituição de cauções de depósitos nos EUA de parcerias institucionais. Os **investimentos financeiros** no 1T10 incluem: (1) montantes relacionados com a actividade da EDP, como pagamento de taxas de sucesso relacionados ao desenvolvimento de projectos eólicos previamente adquiridos pela EDP e a aquisição de parques eólicos em Espanha e Itália.

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

Em 2010, a nossa subsidiária para o negócio de produção eólica nos EUA, pagou a **parceiros institucionais** o montante de €3M, relacionados com caixa atribuível a estes investidores.

O aumento da rubrica **outras variações não operacionais** reflecte a variação cambial relativa à apreciação do USD e BRL contra o EUR.

Em conclusão, a dívida líquida no 1T10 aumentou €0,6MM.

Balanço Consolidado



Activo (€ M)	Mar vs. Dez		
	Mar-10	Dec-09	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	19,102	18,410	692
Activos intangíveis	9,912	9,627	284
Investimentos financeiros	700	618	81
Impostos diferidos activos	649	661	-12
Inventários	265	273	-9
Clientes (líquido)	2,209	2,008	201
Outros devedores (líquido)	4,638	4,736	-98
Act. Fin. ao justo valor através dos resultados	83	85	-2
Caixa e equivalentes de caixa	2,523	2,190	334
Total do Activo	40,081	38,608	1,473
Capital Próprio (€ M)	Mar-10	Dec-09	Δ Abs.
Capital	3,657	3,657	-
Acções próprias e prémios de emissão acções	385	382	2
Resultados e outras reservas	3,350	2,229	1,122
Resultado líquido atribuível accionistas da EDP	309	1,024	-715
"Equity Value"Contabilístico	7,701	7,291	410
Interesses Minoritários	2,803	2,688	115
Total do Capital Próprio	10,503	9,979	525
Passivo (€ M)	Mar-10	Dec-09	Δ abs.
Empréstimos (médio e longo -prazo)	14,063	13,486	576
Empréstimos (curto-prazo)	3,174	2,794	380
Provisões para riscos e encargos	352	343	9
Conta de hidráulidade	103	113	-9
Impostos diferidos passivos	805	759	47
Credores e outros passivos (líquido)	11,079	11,134	-55
Total do Passivo	29,577	28,630	948
Total do Capital Próprio e Passivo	40,081	38,608	1,473
Recebimentos Futuros da Activid. Regulada (€ M)	Mar-10	Dec-09	Δ Abs.
Portugal (1)	(305)	(509)	204
Espanha (2)	554	501	53
Brasil (1)	(2)	18	-20
Revisibilidade dos CMEC's	524	585	-61
Recebimentos Futuros da Activid. Regulada	771	596	175
Prov. Benef. Sociais e Inst. Partnership (€ M)	Mar-10	Dec-09	Δ Abs.
Pensões (3)	1,085	1,109	-24
Actos médicos	777	770	7
"Institutional partnership" - Passivo ajustado (4)	916	835	81
Prov. Benef. Sociais e Inst. Partnership	2,779	2,715	64

O balanço consolidado teve um impacto relevante, no entanto apenas em termos de reclassificações, com a aplicação da **IFRIC 12** aos negócios da distribuição de gás, distribuição de electricidade e produção de electricidade (PRE) cuja aplicação resultou na reclassificação de activos fixos tangíveis para activos fixos intangíveis líquido das respectivas participações de imobilizado anteriormente contabilizadas no passivo e por último para valores a receber no médio e longo-prazo das entidades concedentes, equivalente ao valor residual líquido contabilístico dos respectivos activos no final da concessão. Desta forma, a adopção da IFRIC 12 implicou alterações no balanço consolidado de 2009. (Ver impactos na página 34)

O **activos tangíveis fixos** aumentaram €0,7MM vs. Dez-09 para €19,1MM no seguimento: (1) dos investimentos realizados na construção de novas centrais eléctricas, nomeadamente hídricas e eólicas e (2) um aumento rede eléctrica regulada. O aumento dos **activos intangíveis** de €0,3MM vs Dez-09 diz respeito ao efeito das atribuições do ano de 2010 de licenças de CO₂ referentes ao triénio de 2010 a 2012 à nossa actividade de produção (+187 M€). Note-se que em Mar-10, o balanço da EDP incluía €4,3MM de trabalhos em curso, (15% do total de €29MM 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 €783M em Mar-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 uma queda de €0,1MM vs. Dez-09, no seguimento de um decréscimo dos activos da actividade regulada a receber no futuro relacionados com os CMEC e dos instrumentos financeiros derivados (Swaps). Em Mar-10, o balanço da EDP continuava a incluir €773M de activos da actividade regulada a receber no futuro, não incluindo os activos da actividade regulada a receber no futuro do Brasil, uma vez que são reconhecidos em GAAP Brasileiro mas não em IFRS.

O aumento de €0,4MM vs Dez-09 em capitais **próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** reflecte principalmente o resultado do exercício do 1T10.

O aumento de €0,1MM vs. Dez-09 dos **interesses minoritários** está principalmente relacionado com a apreciação do real face ao euro (2.40 em 31-Mar-10 vs 2.51 em 31-Dez-09).

Os €11,1MM 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 **passivos ajustados de parcerias institucionais** totalizaram €916M em Mar-10 vs €835M em Dez-09. Este montante é ajustado de proveitos diferidos e cauções de depósitos. Os proveitos diferidos são relacionados com benefícios fiscais já atribuídos aos investidores institucionais. Os passivos ajustados de parcerias institucionais deverão reduzir gradualmente ao longo da vida útil de cada parque eólico.

(1) Desvios tarifários a serem recuperados/(devolvidos) em anos subsequentes através das tarifas.

(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.

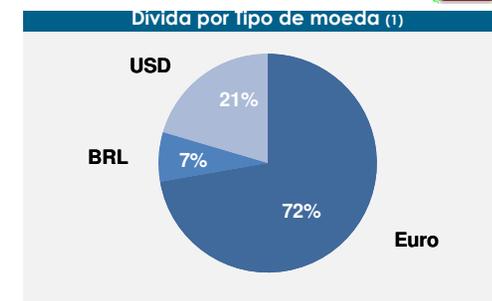
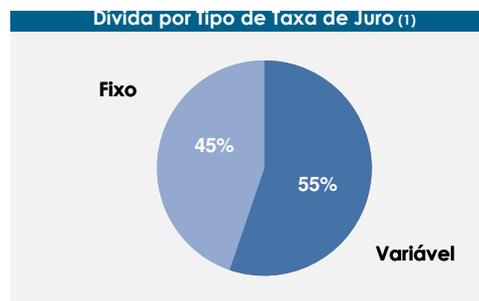
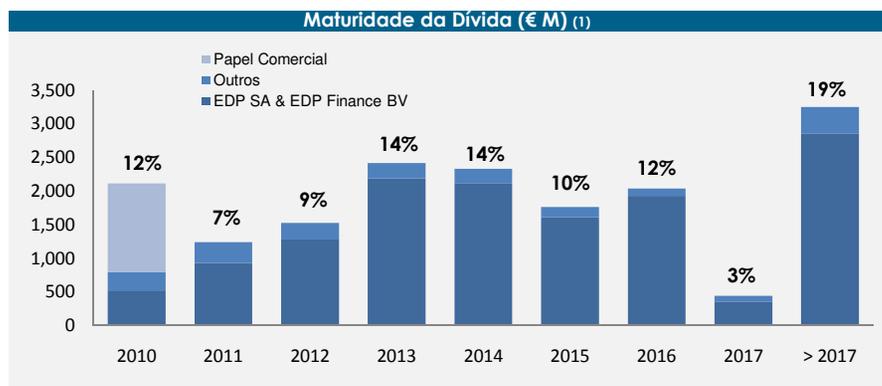
Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por Empresa (€ M)	1T10	2009	EDP %
EDP S.A. e EDP Finance BV	14,760.2	13,704.9	100%
EDP Produção	200.4	200.9	100%
HC Energia	246.6	335.8	97%
EDP Renováveis	584.3	539.3	78%
PortaGás	98.6	100.9	72%
Energias do Brasil	1,230.6	1,245.6	65%
Dívida Financeira Nominal	17,120.7	16,127.4	-
Juros da dívida a liquidar	187.8	245.5	-
Dívida Financeira Nominal+Juros a Liquidar	17,308.5	16,372.9	-
"Fair value"(dívida coberta)	(71.2)	(91.8)	-
Dívida Financeira	17,237.3	16,281.1	-
Caixa e Equivalentes	2,523.1	2,189.6	15%
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	1,624.2	1,305.4	-
EDP Renováveis	424.4	443.6	-
Energias do Brasil	474.5	440.5	-
Activos Financ. ao Justo Valor atrav. Resultados	83.3	84.9	-
Dívida Líquida do Grupo EDP	14,630.9	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	05/05/2010	06/02/2009

Rácios de Dívida	1T10	2009
Dívida Líquida / EBITDA	3.9x	4.2x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	3.7x	3.9x



A dívida líquida/EBITDA e dívida líquida/EBITDA ajustada de recebimentos futuros da actividade regulada da EDP no 1T10 foi 3,9x e 3,7x respectivamente.

Em Mar-10, a EDP emitiu obrigações no montante de €1.000M com vencimento em 5 anos (Mar-15) e juros à taxa fixa de 3,25%, tendo de seguida realizado um "swap" da taxa de juro de fixa para variável.

Como consequência, o peso da taxa variável na dívida consolidada do grupo aumentou (50% variável/50% fixa em Dez-09 para 55% variável/45% fixa em Mar-10). A nossa principal taxa de referência é a Euribor a 1 mês/Euribor 3 meses.

Em Mai-10, a Moody's confirmou a notação de rating de longo prazo da EDP com outlook estável. A Moody's afirmou que uma redução da notação de rating da República Portuguesa até dois níveis não teria impacto no actual rating da EDP, a menos que tal acção levasse a Moody's a rever a sua actual classificação de suporte moderado da República Portuguesa à EDP.

Em Mar-10, as linhas de crédito disponíveis aumentaram 10% para €2.536M, o que implicou um total de caixa e linhas de crédito disponíveis no montante de €5.142M. Esta liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de caixa dos próximos 24 meses.

Em Mar-10, o montante de papel comercial ascendeu a €1,3MM. 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.

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 €0,5MM com maturidade em Jun-10 e de €0,7MM com maturidade em Mar-11.

(1) Valor Nominal.



Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha (1)			Península Ibérica		
	1T10	1T09	Δ%	1T10	1T09	Δ%	1T10	1T09	Δ%
Hidroeléctrica	6.2	3.1	101%	14.3	7.8	83%	20.5	10.9	88%
Nuclear	-	-	-	14.6	14.3	2.4%	14.6	14.3	2.4%
Carvão	0.9	3.1	-72%	4.2	11.3	-62%	5.1	14.4	-65%
CCGT	1.9	2.3	-20%	14.6	15.8	-7.9%	16.4	18.2	-9%
Fuel/gas/diesel	0.0	0.2	-99%	0.3	0.5	-32%	0.4	0.7	-52%
Auto-consumo	-	-	-	(1.5)	(1.9)	-18%	(1.5)	(1.9)	-18%
(-) Bombagem	(0.1)	(0.1)	-36%	(1.8)	(1.1)	59%	(1.9)	(1.3)	48%
Regime Convencional	8.8	8.5	2.9%	44.7	46.7	-4.2%	53.5	55.2	-3.1%
Eólica	2.9	1.7	65%	13.2	9.5	-	16.1	11.2	-
Outras	2.4	1.8	36%	11.5	10.5	-	13.9	12.3	-
Regime Especial	5.3	3.5	51%	24.8	20.0	24%	30.0	23.5	28%
Importação/(exportação)	(0.2)	1.0	-	(1.4)	(1.6)	-11%	(1.5)	(0.6)	167%
Consumo Referido à Emissão	13.9	13.0	6.7%	68.1	65.1	4.6%	82.0	78.1	5.0%
Corrigido temperatura, dias úteis			4.8%			3.0%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1T10	1T09	Δ%	1T10	1T09	Δ%	1T10	1T09	Δ%
Procura convencional	9.4	7.1	31%	81.1	72.4	12%	90.5	79.5	14%
Procura para produção eléctrica	4.0	4.7	-16%	30.9	32.9	-6.1%	34.9	37.6	-7.3%
Procura Total	13.4	11.9	13%	112.0	105.3	6.4%	125.4	117.1	7.0%

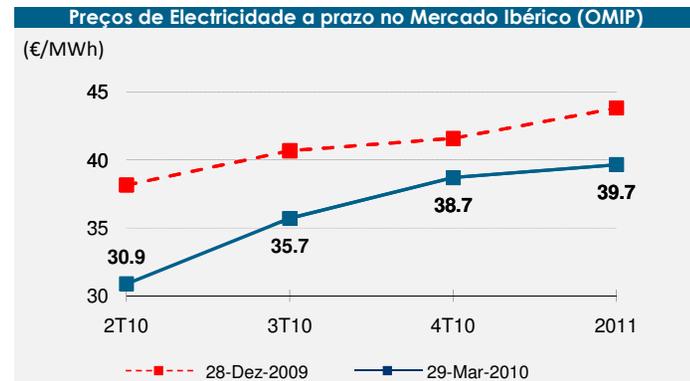
A procura de electricidade na P. Ibérica (P.I.) cresceu 5% no 1T10, com clara recuperação: +4,8% em Portugal e +3,0% em Espanha, ajustada por efeitos temperatura e dias úteis. Apesar da retoma na procura total (+3,9TWh), a procura térmica caiu 34% (11TWh), reflectindo: (1) +9TWh de produção hídrica líquida, suportada por factores de produção muito acima da média (1,5 em Portugal e Espanha); (2) +4,9TWh de produção eólica, suportada por bons recursos eólicos e pela capacidade instalada 18% superior; e (3) +1,7TWh em regime especial (ex-eólica) decorrente de capacidade instalada 8% superior. A redução da procura térmica foi mais forte em Portugal do que em Espanha (-52% vs -31%) devido à maior exposição de Portugal a energia hídrica.

Mesmo com uma capacidade instalada 6% superior, os factores médios de utilização de CCGT em Espanha superaram os den carvão (30% vs 17%) no 1T10, reflectindo (i) a melhor posição relativa do gás na ordem de mérito, (ii) a maior flexibilidade tecnológica das CCGTs, (iii) condições de abastecimento de gás na P.I essencialmente suportada em contratos de LP com 'take-or-pay'. A capacidade instalada em fuelóleo/gasóleo reduziu-se em 11%.

No 1T10, o preço à vista recuou 23% vs 4T09 e 41% vs 1T09, suportado pela forte redução da procura térmica e pelo excesso de gás na P.I.. Em resultado do seu mix de produção mais barato, Portugal foi exportador líquido de electricidade para Espanha (em vez de importador líquido, como no passado) e o preço médio de electricidade à vista em Portugal ficou €0,2/MWh abaixo de Espanha. Mesmo assim, a queda dos preços finais de electricidade não foi tão acentuada como no Mercado à vista (-28% vs -41%), devido ao maior peso de serviços de sistema.

No Mercado de gás na P.I., o volume consumido recuperou 7% no 1T10, impulsionado pela procura convencional. A procura convencional cresceu 14%, suportada por uma subida de (i) 12% em Espanha, reflexo de maior procura no segmento industrial e (ii) 31% em Portugal, influenciada por alguns novos clientes, cujo efeito se deverá diluir ao longo de 2010. Por sua vez, o gás consumido na produção de electricidade recuou 7% 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) continuou a ser significativa, colocando maior pressão no mercado de gás ibérico e, em particular, na actividade de comercialização de gás.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1T10	1T09	Δ%
Hídrica	21.2	21.2	-
Nuclear	7.4	7.4	-
Carvão	11.8	12.2	-3.5%
CCGT	24.1	22.8	5.7%
Fuel/gas/diesel	5.3	6.0	-11%
Regime Convencional	69.8	69.6	0.3%
Eólica	22.3	19.0	18%
PRE's (outras)	16.7	15.5	7.6%
Regime Especial	39.0	34.5	13%
Total	108.8	104.1	4.5%



Factores Chave	1T10	1T09	Δ%
Coef. hidráulica (1.0 = ano médio)			
Portugal	1.52	0.82	85%
Espanha	1.54	0.79	95%
Preço de electricidade à vista. €/MWh (2)			
Portugal	25.18	43.36	-42%
Espanha	25.38	42.98	-41%
Preço final electricidade à vista. €/MWh (2) (3)			
Espanha	35.48	48.99	-28%
Direitos de emissão de CO ₂ . €/ton (2)	14.4	11.4	27%
Carvão (API2 CIF ARA). USD/t (2)	78.4	72.3	8.4%
Gás (CMP). €/MWh (2)	21.2	26.7	-21%
Gás Zeebrugge. €/MWh (2)	13.5	18.4	-27%
Brent. USD/Barril (2)	77.3	45.5	70%
EUR/USD (2)	1.35	1.30	3.7%

(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)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	236.4	323.8	-27%	-87
Receitas no mercado (ii)	192.7	252.0	-24%	-59
Desvio anual (iii)	81.2	98.5	-17%	-17
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	(37.6)	(26.7)	-41%	-11
Custos Directos: CAE/CMEC	10.8	92.5	-88%	-82
Carvão	18.4	65.5	-72%	-47
Fuel	2.1	13.0	-84%	-11
CO ₂ e outros custos (líquidos)	(9.8)	14.0	-	-24
Margem Bruta CAE/CMEC	225.6	231.3	-2.5%	-6
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	14.9	12.7	17%	+2
Mini-hídricas	24.0	14.7	63%	+9
Margem Bruta Regime Especial	38.8	27.4	42%	+11
Custos operacionais	50.6	42.6	19%	+8
EBITDA	213.8	216.4	-1.2%	-3
Amortizações & provisões líquidas	57.4	62.7	-8.3%	-5
EBIT	156.4	153.7	1.8%	+3
Em Res. Financ.: Ganhos Hedaina (Líq.)	(0.6)	7.1	-	-8
Empregados (#)	1,432	1,501	-4.6%	-69

CAE/CMEC: Dados-chave	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada (Km)				
Hídrica	1.02	1.00	1.4%	+0.0
Térmica	1.09	1.08	1.6%	+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	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	744	599	24%	+145
Mini-hídricas Portugal	275	169	63%	+106
Térmica em Portugal	239	199	20%	+40
Térmica em Espanha	229	230	-0.5%	-1
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	87	87	-0.2%	-0
Térmica em Portugal	26	30	-11%	-3
Térmica em Espanha	37	29	27%	+8

Investimento Operacional (€M)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	11.0	11.9	-7.0%	-1
Recorrente - Hídricas	3.1	4.1	-25%	-1
Recorrente - Térmicas	3.0	2.1	41%	+1
Não recorrentes (ambiental)	4.9	5.6	-12%	-1
Regime Especial	1.8	9.2	-80%	-7
Expansão	1.7	8.2	-79%	-7
Manutenção	0.1	1.0	-87%	-1
Total	12.8	21.0	-39%	-8

No 1T10, o EBITDA da produção contratada de longo prazo recuou 1% (-€3M), reflectindo uma subida de €5M na margem bruta e um acréscimo de €8M nos custos operacionais. Em termos recorrentes, o EBITDA recuou 7%, para €214M, devido à menor contribuição de CAE/CMEC. Os itens não recorrentes referem-se essencialmente a custos com combustíveis (-€13M no 1T09, -€0.5M no 1T10), resultantes de variações nos preços de mercado dos combustíveis entre o momento de compra e o momento de consumo. Note-se que como reflexo da nossa estratégia de hedging através de instrumentos financeiros desta diferença, este impacto negativo é compensado ao nível dos resultados financeiros, seja no trimestre anterior, presente ou em trimestres seguintes.

A margem bruta de CAE/CMEC recuou 3% (€6M) no 1T10, para €226M, reflectindo o fim do CAE na central do Barreiro (-€3M), uma menor inflação e maiores custos incorridos decorrentes de menores horas de funcionamento nas nossas centrais térmicas. Em linha com o passado, a EDP manteve níveis de disponibilidade das suas centrais com CAE acima dos níveis contratados, tanto nas centrais hídricas como nas térmicas. A redução de 1% na capacidade instalada em regime CAE/CMEC resultou do fim do CAE na nossa 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 €81M no 1T10. Este desvio resulta de baixos preços de Mercado (€25 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 42% (+€11M) no 1T10 impulsionada pelo aumento de +63% na produção em centrais mini-hídricas. A margem bruta das centrais térmicas cresceu 17%, reflectindo nova capacidade em operação: 29MW de biomassa na Figueira da Foz (Jun-09), 13MW biomassa em Constância (Set-09) e 25MW de cogeração no Barreiro (Mar-10).

Os custos operacionais ascenderam a €51M no 1T10 (+19%) reflectindo o aumento de capacidade instalada e maiores trabalhos de manutenção.

Apesar da maior capacidade instalada em regime especial, as amortizações recuaram 8% suportadas pela exclusão da central do Barreiro do portfólio e pela extensão da vida útil das centrais hídricas.

O investimento operacional na produção contratada de LP caiu 39% (-€8M) no 1T10, para €13M, por força do menor investimento de expansão no regime especial. O capex não recorrente, que representou 43% do investimento total no 1T10, foi suportado pelo projecto de desnitrificação em curso em Sines (€5M investido no 1T10, c€30M investimento adicional esperado em 2010), 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:

- Receitas em Mercado**, resultante das vendas de electricidade em mercado, incluindo serviços de sistema e garantia de potência;
- 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.
- 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 €3,9M de ganhos realizados no 1T10 (vs. €53M no 1T09);

(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)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	216.8	217.2	-0.1%	-0
Produção de electricidade	181.7	166.7	9.0%	+15
Portugal	66.0	57.5	15%	+8
Espanha	113.9	108.6	4.8%	+5
Ajustamentos	1.8	0.5	244%	+1
Comercialização de electricidade	14.6	14.6	-0.2%	-0
Comercialização de gás	20.6	35.8	-43%	-15
Custos operacionais	55.3	53.9	2.5%	+1
EBITDA	161.6	163.2	-1.0%	-2
Provisões	0.3	3.6	-92%	-3.3
Depreciações e amortizações líquidas	49.5	51.4	-3.6%	-2
EBIT	111.8	108.3	3.2%	+4

O EBITDA das actividades liberalizadas recuou 1% no 1T10, reflectindo uma margem bruta estável e uma subida de 3% nos custos operacionais decorrente da maior escala de operações. Apesar das condições de mercado adversas, a margem bruta manteve-se estável, com (i) a subida na electricidade (+€15M), impulsionada pelo maior volume vendido a clientes e pela acentuada subida dos proveitos de serviços de sistema; a compensar (ii) a redução no gás (-€15M), 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 das soluções tecnológicas mais flexíveis. Tudo isto permite-nos beneficiar de oportunidades no mercado de serviços de sistema decorrentes do aumento do peso do vento. Como resultado desta flexibilidade: (1) as compras de electricidade na pool dispararam no 1T10 e as vendas a clientes representaram 190% da nossa produção; (2) os proveitos de garantia de potência e serviços de sistema subiram para €96M no 1T10 (vs €14M no 1T09), suportado pelo peso anormalmente alto do aumento da produção da energia eólica no sistema.

Performance Electricidade	1T10	1T09	Δ %	1T10	1T09	Δ %
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (1)		
Produção electricidade	3,955	4,594	-14%	28.0	31.7	-12%
Compras de electricidade	8,012	1,198	569%	33.6	42.4	-21%
Fontes de Electricidade	11,968	5,792	107%	31.8	33.9	-6.4%
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (2)		
Perdas na rede e outros	441	215	-	n.a.	n.a.	-
Clientes finais - retalho	7,532	3,566	111%	50.9	67.9	-25%
Mercados grossistas						
A vista	1,964	609	222%	29.8	49.6	-40%
A prazo	928	1,576	-41%	55.5	62.0	-10%
Retalho e Mercado Grossista	10,865	5,966	82%	45.4	62.0	-27%
Serviços de sistema	1,103	(174)	-			
Destinos de Electricidade	11,968	5,792	107%			

Volumes: As vendas a clientes subiram 111% no 1T10 reflectindo a expansão do mercado livre. Enquanto o volume total vendido pela EDP nos mercados de retalho e grossista a prazo subiu 65% no 1T10, as compras na pool satisfizeram quase dois terços das necessidades de electricidade, reflectindo o seu menor custo de oportunidade quando comparado com a produção nas nossas centrais. Assim, a produção nas nossas centrais recuou 14%. Por último, refira-se o maior peso de serviços de sistema, cujo volume ascendeu a 1,1TWh no 1T10 (vs -0.2TWh no 1T09).

Margens (1)(2): Apesar das adversas condições de mercado, a margem efectiva no negócio de electricidade ascendeu a €14/MWh, suportada pela nossa estratégia de 2008/09 bem sucedida: contratar vendas e fechar as margens a prazo. O preço médio efectivo recuou 27% fruto de menores preços de venda contratados com clientes (€51/MWh). O custo médio de electricidade caiu 6% suportado pelo menor custo das compras na pool (-21%) e por um custo de produção 12% mais baixo. **Para 2010, a EDP tem já 24TWh 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 7TWh de vendas de electricidade (mais de 35% da produção esperada), com preços e margens em linha com os contratados para 2010.**

Margem Bruta (€/MWh Produzidos)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
	49.6	39.5	26%	
Serviços de Sistema & Garantia de Potência	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Proveitos líquidos (€ M)	96.3	13.7	-	+82.6

O nosso abastecimento de gás em 2010 baseia-se num portfolio anual de 4,5bcm. No 1T10, o consumo de gás cresceu 50%, para 15TWh (1,2bcm), impulsionado por: (1) maior volume de vendas a clientes (+59%), influenciado pelo arranque de operações em Portugal (Abr-09) e pela consolidação (desde 31-Dez-09) dos activos adquiridos à Gas Natural; (2) aumento de 37% no consumo de gás nas nossas centrais CCGT/cogeração, decorrente de entrada em funcionamento de 863MW no 4T09. Em perspectiva, o arranque de testes em Soto5 (CCGT com 424MW em Espanha) no 2S10 deverá contribuir para o aumento do consumo de gás em CCGT.

Destinos de Gás (TWh)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	5.5	4.0	37%	+1.5
Vendido a clientes finais - Retalho liberalizado	9.6	6.0	59%	+3.6
Total	15.1	10.0	50%	+5.0

Em relação às nossas necessidades de carvão, refira-se o contrato de abastecimento de carvão Espanhol com a Hunosa, com prazo até 2012 e 650.000 ton./ano (preço baseado na cotação internacional de carvão). Ainda em 2010, espera-se que o maior funcionamento das nossas centrais a carvão seja suportado pelo RDL sobre carvão Espanhol (Soto 3) e pela utilização de gases siderúrgicos em Aboño (os quais manterão a competitividade desta central).

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

(2) Preço médio de venda: inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso e resultados de cobertura; Exclui garantia

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1T10	1T09	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	181.7	166.7	9.0%	+15
Portugal	66.0	57.5	15%	+8
Espanha	113.9	108.6	4.8%	+5
Ajustamentos	1.8	0.5	244%	+1
Fornecimentos e serviços externo:	14.8	14.9	-0%	-0
Custos com pessoal	9.0	10.9	-18%	-2
Custos com benefícios sociais	0.4	1.3	-68%	-1
Outros custos operacionais (líq.)	6.8	7.0	-2.1%	-0
Custos Operacionais	31.0	34.0	-9%	-3
EBITDA	150.6	132.7	14%	+18
Provisões	0.4	2.7	-85%	-2
Deprec. e amortizações líquidas	48.3	50.6	-4.4%	-2
EBIT	101.9	79.4	28%	+23
Empregados (#)	783	813	-3.7%	-30

Dados-chave	1T10	1T09	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	3,955	4,594	-14%	-638
CCGT	1,959	1,476	33%	+483
Carvão	737	2,390	-69%	-1,654
Hidroeléctrica	957	581	65%	+376
Nuclear	303	147	107%	+156
Custos Variáveis (€/MWh) (1)	28.0	31.7	-12%	-3.7
CCGT	47.7	45.5	4.9%	+2.2
Carvão	22.3	32.7	-32%	-10.4
Hidroeléctrica	-	-	-	-
Nuclear	3.4	3.0	13%	+0.4
Factores de Utilização (%)				
CCGT	28%	28%	-	-1p.p.
Carvão	23%	76%	-	-52p.p.
Hidroeléctrica	49%	30%	-	19p.p.
Nuclear	90%	44%	-	47p.p.
Emissões CO₂ (M. ton.)				
Total de emissões (2)	1.8	3.3	-46%	-2
Licenças gratuitas (2)/(3)	2.5	2.4	0.8%	+0

Investimento Operacional (€ M)	1T10	1T09	Δ%	Δ Abs.
Expansão	35.9	286.4	-87%	-251
CCGT	15.8	32.0	-50%	-16
Hidroeléctrica	20.0	254.5	-92%	-234
Manutenção	18.2	3.9	365%	+14
Recorrente	17.9	4.1	332%	+14
Não recorrente (ambiental)	0.3	(0.2)	-	+1
Total	54.0	290.3	-81%	-236

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 1T10, a performance das nossas centrais de produção em mercado ficou marcada por: (1) menor custo de produção médio por MWh (-12%), suportado por um mix de produção mais barato e por um custo médio de carvão inferior (fruto de um menor défice de emissão de CO₂) e (2) uma redução de 14% na produção, decorrente do menor custo relativo de satisfação da crescente necessidade de electricidade por parte das nossas unidades de comercialização através de compra de electricidade na pool.

CCGTs: A produção cresceu 33% no 1T10, suportada por factores médios de utilização estáveis e por um acréscimo de 36% na capacidade instalada. Apesar do tempo extremamente chuvoso/ventoso no 1T09 e da entrada em operação de Lares 1 e 2 (863MW em Portugal) no 4T09, os factores médios de utilização ficaram estáveis em 28% e quase em linha com a média de Espanha. O custo médio de produção aumentou 5% no 1T10, suportado por um custo de gás mais elevado.

Carvão: A produção caiu 69% no 1T10, afectada pela paragem mais longa do que previsto em Aboño 2, pela redução acentuada da procura térmica e pela posição menos favorável do carvão na ordem de mérito (vs gás) vis-à-vis 1T09. Apesar da redução em 52pp do factor de utilização no 1T10, as nossas centrais a carvão mantiveram níveis de funcionamento claramente acima da média de Espanha (23% vs 17%), suportado pela maior eficiência das nossas centrais e utilização de gases siderúrgicos em Aboño. O custo médio da produção a carvão recuou 32% no 1T10, suportado pela maior contribuição de gases siderúrgicos e pelo menor défice de emissão de CO₂ no período.

No 1T10, as nossas centrais térmicas aumentaram significativamente o volume vendido em serviços de sistema (1,1TWh vs -0,2TWh no 1T09), fazendo uso da sua flexibilidade num cenário de forte aumento de recurso eólico e beneficiando de restrições locais.

As emissões totais de CO₂ recuaram 47% no 1T10, 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 cresceu 65% no 1T10, reflectindo uma pluviosidade extrema no período. A produção nuclear subiu 107%, recuperando do baixo nível de produção verificado no 1T09 por força de uma paragem da central de Trillo para trabalhos de manutenção, durante 7 semanas.

Os custos operacionais recuaram 9% (-€3M) no 1T10, reflectindo essencialmente o fim do CO₂ clawback (-€7M no 1T09). Ajustado por este efeito, os custos operacionais aumentaram ligeiramente reflectindo o adequado controlo de custos e o impacto de trabalhos de manutenção na central de Trillo e os novos projectos em operação.

O investimento operacional na produção liberalizada caiu €236M no 1T10, para €54M, reflectindo o pagamento da concessão das centrais hídricas de Fridão e Alvito em Jan-09 (€232M) e o menor montante investido em novas CCGT decorrente do arranque comercial de 863MW em Portugal, no 4T09. O investimento de expansão ascendeu a €36M, suportado por: (1) €20M despendidos na execução das centrais hídricas Picote II, Bemposta II, Alqueva II, Venda Nova III (repotenciações), no Baixo Sabor e Ribeiradio (novas centrais), com arranque previsto em 2011/15, (2) €16M investido em novas CCGT, nomeadamente em Soto5 (424MW, com arranque comercial previsto para o 1T11). O investimento em manutenção aumentou para €18M suportado por trabalhos de manutenção 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			
	1T10	1T09	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	14.6	14.6	-0.2%	-0
Fornecimentos e serviços externos	12.6	11.1	13%	+1
Custos com pessoal	3.4	2.8	23%	+1
Custos com benefícios sociais	0.1	0.1	25%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	0.5	(3.4)	-	+4
Custos Operacionais	16.6	10.6	57%	+6
EBITDA	(2.0)	4.1	-	-6
Provisões	(0.1)	0.8	-	-1
Depreciações e amortizações líquidas	1.0	0.7	50%	+0
EBIT	(2.9)	2.6	-	-6

DR Operacional (€ M)	Comercialização Gás			
	1T10	1T09	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	20.6	35.8	-43%	-15
Fornecimentos e serviços externos	5.6	4.9	13%	+1
Custos com pessoal	0.9	1.0	-11%	-0
Custos com benefícios sociais	0.0	0.0	-12%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	1.1	3.4	-67%	-2
Custos Operacionais	7.6	9.3	-18%	-2
EBITDA	13.0	26.5	-51%	-14
Provisões	0.0	0.1	-	-0
Depreciações e amortizações líquidas	0.1	0.1	0.6%	+0
EBIT	12.8	26.3	-51%	-13

Dados-chave	1T10	1T09	Δ%	Δ Abs.
-------------	------	------	----	--------

Electricidade em Portugal				
Volume vendido (GWh)	2,031	421	382%	+1,610
Quota de Mercado (%)	54%	98%	-	-44 p.p.
Preço médio venda (€/MWh)	53.2	73.0	-27%	-20
Número de clientes (mil)	273	212	29%	+61

Electricidade em Espanha				
Volume vendido (GWh) (1)	5,077	3,145	61%	+1,931
Quota de mercado (%)	12%	11%	-	1 p.p.
Preço médio venda (€/MWh) (1)	52.5	68.4	-23%	-16
Número de clientes (mil)	548	126	335%	+422

Gás em Espanha & Portugal				
Espanha - Volume vendido (GWh)	8,567	6,013	42%	2,554
Espanha - Quota mercado (%)	10.6%	8.3%	-	2 p.p.
Portugal - Volume vendido (GWh)	998	-	-	-
Portugal - Quota mercado (%) (2)	23%	0%	-	-
Margem bruta média (€/MWh)	0.6	3.0	-79%	-2
Número de clientes (mil)	825	630	31%	+195

Invest. Oper. (Electr. & Gás, P. Ibérica)	1	2	-61%	-1
--	----------	----------	-------------	-----------

Empregados (#) (Electr. & Gás, P. Ibérica)	289	233	24%	+56
---	------------	------------	------------	------------

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 – No 1T10, o volume comercializado a clientes no mercado livre disparou de 0,4TWh no 1T09 para 2TWh no 1T10. Como consequência das oportunidades introduzidas pelas tarifas definidas pela ERSE para 2009/2010, o mercado livre cresceu consideravelmente, representado 31% do consumo total no 1T10 (vs 4% no 1T09) e atingindo 49% do consumo total anualizado em Mar-10 (vs 14% em Mar-09). Adicionalmente, a concorrência aumentou e a quota da EDP nos volumes comercializados em Portugal recuou para 54% no 1T10 (vs 98% no 1T09). Apesar desta expansão, o sistema regulado ainda foi responsável por 40% do consumo total do segmento industrial e por 92% do consumo no segmento residencial no 1T10. Por segmento, a média tensão (essencialmente clientes industriais) manteve-se como principal motor de crescimento, impulsionado pela transferência de grandes clientes do mercado regulado para o livre. O preço médio de venda no retalho recuou 27% no 1T10, reflectindo o maior peso do segmento industrial e as actuais condições de mercado.

Comercialização de electricidade em Espanha – No 1T10, o volume vendido aos nossos clientes livres em Espanha aumentou 61% impulsionado pela expansão da base de clientes (+335%), essencialmente suportada pela transferência de clientes residenciais (com menor consumo per capita) para o mercado livre, e pelo volume trazido com o acordo com a CIDE(3), em Jul-09. A nossa quota de mercado cresceu 1p.p., para 12%, 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 e em 2009.

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 incorridos com serviços de sistema.

Comercialização de gás (P. Ibérica) – Em Espanha, o volume comercializado cresceu 42% impulsionado pela forte recuperação no segmento industrial e pela consolidação do portfólio adquirido à Gas Natural a partir de 31-Dez-09 (c600GWh, do qual cerca de metade corresponde a comercialização de último recurso. Em Portugal, onde as operações se iniciaram em Abr-09, o volume comercializado ascendeu a c1TWh, correspondendo a uma quota de mercado de 23% (com base no consumo anualizado, incluindo vendas a centrais de cogeração). A margem bruta na P. Ibérica caiu para €0,6/MWh (de €3,0/MWh no 1T09 e €0,8/MWh no 4T09), reflectindo o ajustamento de preços de venda à queda de custos de compra no último ano (quase em linha com a evolução de referência CMP) e a um aumento de concorrência.

O crescimento dos custos operacionais tanto na comercialização de electricidade como de gás reflectiu essencialmente o aumento de actividade.

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 da expansão do mercado livre em Portugal e Espanha. Neste sentido, a EDP já vendeu e contratou a prazo volumes de electricidade correspondentes a um crescimento superior a 10% face aos volumes vendidos no ano de 2009.

(1) Inclui electricidade vendida pela Naturgas;

(2) Com base no consumo anualizado;

(3) 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)		
	1T10	1T09	Δ %	1T10	1T09	Δ %	1T10	1T09	Δ %
Margem Bruta	155.0	109.7	41%	87.0	79.1	10%	219.2	171.8	28%
Fornecimentos e serviços externo:	19.6	14.7	33%	27.0	23.4	16%	42.5	34.8	22%
Custos com pessoal	5.3	2.8	86%	8.0	7.1	14%	13.3	9.4	41%
Outros custos operac. (líquidos)	0.5	1.7	-68%	(29.6)	(37.2)	-20%	(21.1)	(26.8)	-21%
Custos Operacionais	25.4	19.3	32%	5.5	(6.7)	-	34.7	17.4	99%
EBITDA	129.6	90.4	43%	81.5	85.8	-5%	184.5	154.4	20%
Provisões	(0.0)	(0.1)	-85%	-	-	-	(0.0)	(0.1)	-85%
Deprec. e amortizações líquidas	45.3	33.3	36%	66.3	46.8	42%	94.0	69.9	34%
EBIT	84.3	57.2	47%	15.1	39.0	-61%	90.6	84.6	7.1%
Result. alienação act. financ.	-	0.3	-	-	-	-	-	0.3	-
Resultados financeiros	(42.4)	(41.5)	2.0%	(23.4)	(12.5)	87%	(29.9)	(21.2)	41%
Resultados em associadas	2.0	0.7	-	-	(0.1)	-	2.0	0.6	-
Resultados Antes de Impostos	44.0	16.7	163%	(8.2)	26.4	-	62.7	64.3	-2.5%
IRC e impostos diferidos	10.0	6.3	58%	-	-	-	17.5	14.6	20%
Operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	34.0	10.4	228%	(8.2)	26.4	-	45.2	49.8	-9.2%
Accionistas da EDPR	31.2	10.3	204%	(8.2)	26.4	-	42.6	49.8	-15%
Interesses minoritários	2.8	0.1	-	-	-	-	2.6	(0.1)	-
Empregados (#)	385.0	313.0	23%	316.0	279.0	13%	759.0	627.0	21%

A EDP Renováveis (EDPR) detém, gere e desenvolve todos os activos eólicos do Grupo EDP. A EDPR tem operações em 10 países sendo os principais mercados os EUA (c43% do EBITDA no 1T10 e opera em 9 estados) e Espanha (41% e EBITDA no 1T10).

No 1T10, o EBITDA da EDPR cresceu 20% para €185M reflectindo um aumento de 23% da capacidade instalada (para 5.567MW) uma aumento de 28% da produção eólica e uma diminuição do factor médio de utilização de 35% no 1T09 para 33% no 1T10. O preço médio de venda manteve-se estável. As amortizações e depreciações líquidas aumentaram 34%, de €70M no 1T09 para €94M no 1T10 reflectindo o aumento da capacidade instalada.

O USD depreciou 8% contra o EUR no período, tendo um impacto negativo ao nível do EBIT de €1M. Em Mar-10, aproximadamente 45% da dívida financeira líquida da EDPR era em USD, uma vez que todas as operações naquele são totalmente financiadas por dívida denominada em USD (empréstimos contraídos com o Grupo EDP) e por parcerias “tax equity” ou parcerias institucionais com parceiros institucionais. O aumento da dívida denominada em EUR reflecte o investimento que a empresa tem feito na Europa.

EDP Renováveis	1T10	1T09	Δ %
Cotação no fim do período (€/acção)	5.79	6.15	-5.9%
Total de acções (milhões)	872.3	872.3	-
Participação detida pela EDP (%)	77.5%	77.5%	-
Euro/USD - Taxa de fim do período	1.35	1.33	1.3%
Euro/USD - Taxa média do período	1.38	1.28	7.7%

Dados relevantes de Balanço (€ M)	1T10	1T09	Δ %
Empréstimos bancários e outros	130.3	270.2	-52%
Dívida c/ empresas Grupo EDP (líquida)	2,448.6	1,280.4	-
Dívida Líquida	2,579.0	1,550.6	-
Dívida Financeira	3,095.8	1,888.1	83%
Interesses Minoritários	122.2	89.4	37%
Passivo Ajust. Parc. c/ Inv. Inst. (2)	916.2	924.2	-0.9%
Valor Contabilístico	5,264.6	5,165.3	1.9%

Resultados Financeiros (€ M)	1T10	1T09	Δ %
Custos financeiros líquidos	(31.3)	(12.5)	-151%
Custos parcerias c/ investidores institucionais	(15.9)	(14.4)	-1.1%
Custos capitalizados	14.8	10.3	44%
Outros	2.5	(4.6)	-

Resultados Financeiros (29.9) (21.2) -41%

Custos Operacionais (€ M)	1T10	1T09	Δ %
Opex / Ava MW (€ 000) (2)	41.9	39.4	6.3%
Opex / MWh (€) (2)	15.9	15.4	3.2%

A dívida financeira da EDPR cresceu 83% vs. 1T09 para €3.1MM em Mar-10, de forma a financiar a nova capacidade instalada, sendo 81% 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 2,5x no 1T09 para 3,5x no 1T10, reflectindo o grande crescimento de capacidade instalada da EDPR.

Os passivos referidos como parcerias institucionais, que reflectem os acordos “tax equity” nos EUA, diminuíram ligeiramente de €924M em Mar-09 para €916M em Mar-10 reflectindo: i) a normal apropriação dos créditos fiscais dos PTCs e MACRs por parte dos nossos parceiros institucionais, ii) o impacto do câmbio, e iii) e as parcerias institucionais fechadas ao longo de 2009.

Os custos financeiros cresceram 41% para €30M, como resultado de (1) um aumento dos custos financeiros líquidos em 151% suportados por um aumento de 66% da dívida líquida e do seu custo, que subiu de 4,6% no 1T09 para 4,9% em 2010 e (2) um aumento dos custos capitalizados ao nível da EDPR relacionados com um novo critério de alocação da dívida 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			
			Mar-10	Mar-09	Δ %	Δ Abs
Espanha	2,278	1,795	1,923	1,692	14%	231
Reajuste transitório RD 661/2007	1,414	1,072	1,153	1,101	5%	52
	864	723	770	591	30%	179
Portugal	696	676	595	553	8%	42
Antígia Remun.	595	575	595	553	8%	42
Nova Remun.	101	101	-	-	-	-
França	235	235	235	185	27%	50
Polónia	120	116	120	-	-	120
Bélgica (PPA)	57	40	57	47	21%	10
EUA	2,859	2,642	2,624	2,022	30%	602
CAE	1,825	1,769	1,750	1,549	13%	201
Hedged Mercado	264	138	138	138	-0.0%	-
	770	735	735	335	120%	401
Brasil	14	8	14	14	-	-
Total	6,259	5,511	5,567	4,513	23%	1,055

A capacidade instalada da EDPR aumentou 1,055MW entre Mar-09 e Mar-10 representando um aumento de 23% vs.1T09. Como consequência, a EDPR gere presentemente um portfólio de 5,567MW de capacidade (ou 6,259 MW de capacidade bruta). No 1T10 as adições de capacidade totalizaram 77MW (62MW em Espanha e 15MW em França).

A capacidade em construção em Mar-10 era de 1,153MW dos quais: (1) 1.040MW de capacidade a ser totalmente consolidada ao nível do EBITDA, afecta em 38% aos EUA, 30% a Espanha e 22% à Roménia e (2) 113MW em Portugal correspondendo a 40% de capacidade atribuível ao consórcio Eneop, consolidado pela EDPR pelo método de equivalência patrimonial.

O investimento operacional totalizou €382M, reflectindo os projectos instalados no 1T10 e os 1040MW em construção em Mar-10. O investimento operacional relacionado com os trabalhos finais com capacidade já em operação e instalada no período, e que ainda inclui valores relativos ao 4T09, totalizou €55M. É importante destacar que o total do imobilizado em curso é relacionado com capacidade em construção/desenvolvimento e totalizou €1,4MM a Mar-10, reflectindo o investimento já efectuado nestes projectos. 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 e opções para a encomenda de capacidade adicional de até 600MW, exercíveis em 2010 e 2011, com flexibilidade de entrega nos EUA, Europa e América do Sul e prevê também a flexibilidade de escolher os modelos de turbinas disponíveis para comercialização e classes de turbinas para cada projecto, mediante aviso prévio. Em relação a manutenção, este contrato fornece também um acordo de 2 anos, extensível de 5 a 10 anos.

MW Brutos	Em Constr.	Pipeline			Prosp.	Total
		Tier 1	Tier 2	Tier 3		
Espanha	308	320	485	1,821	2,340	5,274
Portugal	113	268	18	9	200	608
Resto da Europa	265	124	660	2,174	2,095	5,317
França	24	67	70	304	652	1,116
Polónia	-	-	456	406	604	1,466
Roménia	228	57	26	30	500	841
Outros (2)	13	-	108	1,435	339	1,894
EUA	398	652	5,982	7,960	4,604	19,596
Brasil	70	-	234	75	843	1,222
Total	1,153	1,363	7,379	12,039	10,082	32,017

No que respeita à envolvente de mercado das novas instalações eólicas nos EUA, os preços mais baixos da energia tornaram mais desafiantes as aprovações de PPAs por parte das PUCs (Public Utility Commissions) enquanto que a menor procura de electricidade está a adiar as necessidades de curto prazo de PPAs das eléctricas com operadores de energias renováveis. Apesar da envolvente desfavorável a EDPR fechou um PPA de 20 anos com a TVA (Tennessee Valley Authority). Para além disso, a incerteza actual em relação à aprovação, por parte do Congresso, de um RES Federal, não está a colocar pressão homogénea nas eléctricas para fecharem PPAs ou fecharem créditos renováveis. Tendo em consideração o actual momento do mercado nos EUA, a EDPR deverá ajustar o seu ritmo de crescimento de novas instalações de 1,4GW em 500MW em 2010-11. 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.

Investimento Operacional (€ M)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Espanha	47	132	-65%	-86
Portugal	2	19	-89%	-17
Resto da Europa	118	78	-	+39
Europa	166	230	-28%	-63
EUA - Investimento operacional bruto	199	174	15%	+26
EUA - Cash grant recebido	-	-	-	-
EUA - Inv. Operacional Líquido	199	174	15%	+26
Outros	16	-	-	+16
Total	382	403	-5.3%	-21

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%, à 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. A EDPR está também presente no Canadá, desde 1T10, a desenvolver projectos em "greenfield".

Imobilizado em Curso (€ M)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
MW em Construção e Desenvolvimento	1,396	1,303	7%	+93

(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	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada	5,567	4,513	23%	+1,055
Factor Médio de Utilização	33%	35%	-	(2 pp)
Europa	34%	28%	-	6 pp
Portugal	36%	27%	-	9 pp
Espanha	34%	29%	-	5 pp
Resto da Europa	30%	26%	-	4 pp
EUA	31%	40%	-	(9 pp)
Brasil	22%	28%	-	(6 pp)
Electricidade Produzida	3,639	2,845	28%	+794
Europa	1,856	1,163	60%	+694
Portugal	448	281	60%	+167
Espanha	1,219	798	53%	+421
Resto da Europa	190	84	126%	+106
EUA	1,777	1,675	6.1%	+102
Brasil	6	8	-19%	-2

Tarifa Eólica	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Tarifa média Unitária	60.2	60.4	-0.3%	-0
Europa	83.0	93.9	-12%	-11
Portugal	99.4	99.1	0.3%	+0
Espanha	76.4	92.5	-17%	-16
Preço médio na pool	23.2	40.8	-43%	-18
Resto da Europa	90.4	88.4	2.3%	+2
EUA (USD/MWh)	49.2	46.6	5.6%	+3
Preço PPA/Cobertura	53.8	48.5	10.8%	+5
Mercado	38.0	29.2	30%	+9
Brasil (BRL/MWh)	234.9	252.6	-7.0%	-18

Margem Bruta	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	219.2	171.8	28%	+47
Europa	155.0	109.7	41%	+45
Portugal	45.0	28.2	59%	+17
Espanha	84.3	65.9	28%	+18
Resto da Europa	16.6	7.3	127%	+9
Outros & Ajustamentos	9.1	8.3	10%	+1
EUA	62.9	61.6	2.1%	+1
Outros	1.3	0.5	162%	+1
Margem Bruta Ajustada EUA (€ M)	86.2	87.8	-1.9%	-2
Margem Bruta	62.9	61.6	2.1%	+1
Receitas PTCs & Outras	23.3	26.2	-11%	-3

A produção de energia eólica cresceu 28% vs. 1T09. Na Europa, a produção cresceu 60% vs. 1T09 suportada por um aumento de 23% da capacidade instalada e um aumento do factor médio de utilização de 6pp vs.1T09 para 34%. Nos EUA, o aumento da produção de electricidade foi de apenas 6% no seguimento de um aumento de 30% da capacidade instalada mas com os factores médios de utilização a caírem de 40% em 1T09 para 31% em 1T10, fortemente penalizados por um fraco recurso eólico.

O preço de venda médio nos EUA subiu 6% vs.1T09 para USD49,2/MWh. O preço médio de venda dos contratos de longo prazo (PPAs) cresceu 11% para USD53,8MWh no 1T10, reflectindo os preços mais elevados dos contratos de PPAs adicionados ao nosso portfólio. Note-se que no 1T10, a produção eólica vendida através de PPAs totalizou 1.273GWh (-10% vs.1T09, representando 72% da produção nos EUA no 1T10 vs.84% no 1T09). O preço médio de venda da produção eólica em mercado cresceu 30% vs.1T09 para USD38/MWh no 1T10, 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 504GWh (+ 88% suportado por nova capacidade comissionada vs.1T09, representando 28% da produção nos EUA no 1T10 vs. 16% no 1T09). 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 Pionner 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 17% vs.1T09, reflectindo uma quebra de 43% vs.1T09 no preço médio realizado na pool e por outro lado as vendas forward a preços mais elevados a terem um impacto positivo de cerca de €7,1/MWh no preço médio de venda em Espanha ou €9M ao nível da margem bruta. Note-se que 29% da produção em Espanha no 1T10 (354GWh) estiveram protegidos pelo sistema de cap e floor, 38% (463 GWh) vendido forward enquanto que apenas 33% da produção (402GWh) 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 2010 1.400GWh (c50% da sua produção esperada fora do sistema de cap e floor) com um preço médio de venda de €78/MWh (€40/MWh de preço na pool+€38/MWh de prémio fixo).

No Resto da Europa, a tarifa média cresceu 2% vs.1T09, suportado por uma tarifa estável no mercado francês (que cresce ao nível da inflação) e também pelo maior aumento do mercado belga no total do portfolio, o qual tem um preço elevado fixado por contratos PPA. No 1T10 a Polónia ainda teve um contributo marginal em termos de produção.

No global, a margem bruta subiu +28% (+€47M), com as principais contribuições a virem de Espanha (+€18m, +28% YoY), suportado por um aumento de 53% da produção e uma quebra de 17% do preço médio de venda, e Portugal (+€17m, +59% YoY), baseado num aumento de 8% da capacidade instalada, um preço médio de venda estável e um aumento de 60% da produção. Nos EUA a diminuição de 2% da margem bruta ajustada vs.1T09 é explicada pela depreciação do USD contra o EUR no período, e uma diminuição vs.1T09 da produção nos parques eólicos com PTCs devido a factores médios de utilização anormalmente baixos.

Distribuição de Electricidade e Comercialização de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	347.7	347.8	-0.0%	-0
Fornecimentos e serviços externos	71.6	68.0	5.4%	+4
Custos com pessoal	43.8	43.7	0.2%	+0
Custos com benefícios sociais	21.4	23.1	-7.0%	-2
Rendas de concessão	59.6	59.9	-0.5%	-0
Outros custos operacionais (líquidos)	(0.7)	(3.0)	78%	+2
Custos Operacionais	195.8	191.6	2.2%	+4
EBITDA	151.9	156.2	-2.7%	-4
Provisões	0.4	0.4	-2.7%	-0
Depreciações e amortizações líquidas	63.4	65.3	-2.8%	-2
EBIT	88.1	90.5	-2.6%	-2

Margem Bruta	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	347.7	347.8	-0.0%	-0
Mq bruta regulada - período actual	340.0	339.5	0.1%	+1
Mq bruta não-regulada	7.7	8.3	-6.6%	-1
Rede de Distribuição				
Prov. regulados - período actual (€ M)	312.8	309.2	1.2%	+4
Electricidade entrada na rede (GWh)	13,733	12,917	6.3%	+815
Clientes ligados à rede (mil)	6,126.1	6,082.4	0.7%	+44
Comercialização de Último Recurso				
Prov. regulados - período actual (€ M)	27.8	31.0	-10%	-3
Clientes fornecidos (mil)	5,828.4	5,869.3	-0.7%	-41
Electricidade entrada na rede (GWh)	9,805	12,454	-21%	-2,649
Preço de compra OMIP(€/MWh)	45.2	53.9	-16%	-9

Activos/(Passivos) Regulatórios (€ M)				
Início do período	(508.9)	1,145.4	-	-1,654
Desvios tarifários anos anteriores (1)	127.3	(1,139.1)	-	+1,266
Gerado no período	80.3	(41.9)	-	+122
Outros (2)	(3.3)	(0.9)	-265%	-2
Fim do período	(304.6)	(36.4)	-736%	-268

Investimento & Custos Operac.	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (3)	115.4	111.7	3.4%	+4
Custos control./cliente (€/cliente)	18.8	18.4	2.6%	+0
Custos control./km de rede (€/km)	526.5	517.0	1.8%	+9
Empregados (#)	4,421	4,565	-3.2%	-144
Investimento Operacional (€ M)	47.2	45.5	3.8%	+2
Rede de distribuição (Km)	219.3	216.0	1.5%	+3
Tempo de interrup. equivalente (min.) (4)	39	36	8%	+3

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso em Portugal diminuiu 3% no período para €152M no 1T10, reflexo de uma margem bruta regulada estável (€340M), em linha com o definido pelo regulador (ERSE) para 2010, e de um aumento de 3% dos custos controláveis, consequência de condições atmosféricas adversas e de um aumento dos custos com serviços prestados aos clientes.

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 €50,8/MWh. A ERSE fixou em 8,39% a taxa de remuneração das nossas actividades reguladas, traduzindo-se numa margem bruta regulada para 2010 de €1.300M.

A electricidade entrada na rede de distribuição aumentou 6,3% no período (+4,6% 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 €313M no 1T10, de acordo com o estabelecido pela ERSE. No 1T10, a nossa distribuidora de electricidade, a EDP Distribuição (EDP D), registou um desvio tarifário positivo de €15M, a devolver às tarifas, que resultou essencialmente de um mix de consumos diferente do esperado.

No 1T10, a electricidade comercializada pela nossa **comercializadora de último recurso**, a EDP Serviço Universal (EDP SU), caiu 26%, reflexo da passagem de clientes (essencialmente industriais) para o mercado liberalizado, tendo a quota de mercado da EDP SU em termos de electricidade comercializada diminuído de 96% no 1T09 para 69% no 1T10 (82% em 2009). No que se refere às compras de electricidade, os volumes adquiridos aos produtores em regime especial aumentaram 47% no período e ficaram 41% acima da estimativa de ERSE. O preço médio de compra de electricidade da EDP SU no OMIP foi de €45/MWh no 1T10, o que ficou abaixo da estimativa da ERSE de €51/MWh, no entanto, o custo médio total com a compra de electricidade ficou 13% acima do pressuposto da ERSE, devido a um custo médio da produção em regime especial superior ao previsto (€96/MWh vs. o pressuposto da ERSE de €91/MWh). O maior volume de electricidade adquirida a produtores em regime especial a preços superiores ao esperado originou um desvio tarifário negativo de €95M a recuperar das tarifas maioritariamente em 2011.

Em síntese, um desvio tarifário negativo de €80M foi reconhecido no 1T10, o que em conjunto com a devolução através das tarifas de €127M de desvios tarifários de anos anteriores, entre outros aspectos, se traduziu num aumento do **montante de recebimentos futuros da actividade regulada**, de um excedente tarifário de €509M para um excedente tarifário de €305M. De notar que até Dez-10, um total de €509M terão sido devolvidos aos clientes: a EDP SU terá devolvido €629M e a EDP D terá recuperado €120M.

Os custos operacionais controláveis aumentaram 3% no período: i) o aumento nos fornecimentos e serviços externos reflecte essencialmente um aumento nos custos com O&M, consequência das condições atmosféricas adversas do início do ano, e de um aumento dos custos com serviços prestados aos clientes; ii) os custos com pessoal aumentaram 1%, excluindo indemnizações e capitalizações de custos, reflectindo um menor número de empregados e uma actualização salarial média anual de 1,5% em 2010 (o aumento salarial médio anual de 2,8% para o ano 2009 não estava reflectido nos custos com pessoal do 1T09). **Os custos com benefícios sociais** diminuíram 7% no período, consequência de menores provisões para o fundo pensões e actos médicos.

O investimento operacional totalizou €47M, 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 aumentou 3min. no período para 39min. no 1T10.

(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 da anos anteriores.

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

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

Distribuição de Electricidade e Comercialização de Último Recurso em Espanha



DR Operacional (€ M) (1)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	43.6	43.0	1.3%	+1
Fornecimentos e serviços externos	13.9	15.2	-8.3%	-1
Custos com pessoal	5.1	5.2	-1.8%	-0
Custos com benefícios sociais	0.7	0.7	-1.7%	-0
Outros custos operacionais (líquidos)	(1.6)	(1.4)	-11%	-0
Custos Operacionais	18.2	19.7	-7.7%	-2
EBITDA	25.4	23.3	8.9%	+2
Provisões	-	0.1	-	-0
Depreciações e amortizações líquidas	6.9	6.6	4.5%	+0
EBIT	18.5	16.6	11%	+2

Margem Bruta	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	43.6	43.0	1.3%	+1
Margem bruta regulada	38.6	39.1	-1.3%	-1
Comerc. de último recurso (HC CUR)	2.6	-	-	+3
Margem bruta não-regulada	2.4	3.9	-38%	-2
Proveitos Regulados (€ M)	38.6	39.1	-1.3%	-1
Distribuição	35.3	35.1	0.5%	+0
Transporte	1.8	2.0	-6.4%	-0
Comercialização	1.5	2.0	-28%	-1
Distribuição				
Electricidade distribuída (GWh)	2,516	2,374	6.0%	+142
Clientes ligados (mil)	645.8	636.3	1.5%	+9
Regulado/Comerc. Último Recurso (1)				
Clientes fornecidos (mil)	412.0	549.1	-25%	-137
Electricidade comercializada (GWh)	374	1,676	-78%	-1,302

Activos/(Passivos) Reaulatórios (€ M) (2)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Início do período	501.4	283.7	77%	+218
Défices tarifários períodos anteriores (3)	48.7	65.9	-26%	-17
Gerado no período	-	(7.3)	-	+7
Outros (4)	3.9	(7.7)	-	+12
Fim do período	554.0	334.6	66%	+219

Investimento & Custos Operac.	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (3)	19.0	20.4	-6.6%	-1
Custos control./cliente (€/cliente)	29.5	32.0	-8.0%	-3
Custos control./km de rede (€/Km)	867	953	-9.0%	-86
Empregados (#)	384	367	4.6%	+17
Investimento Operacional (€ M)	5.2	9.8	-48%	-5
Rede ('000 Km)	21.9	21.4	2.6%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (4)	14	93	-85%	-79

O EBITDA das actividades de distribuição de electricidade e comercialização de último recurso em Espanha aumentou 9% no período para €25M no 1T10, beneficiando de uma margem bruta superior e de uma redução dos fornecimentos e serviços externos. A **margem bruta** aumentou 1% no período, reflectindo a estabilidade dos proveitos regulados e uma contribuição de €2,6M da nossa actividade de comercialização de último recurso, iniciada em Jul-09 (fim das tarifas reguladas e introdução da tarifa de último recurso para clientes em BT com potência contratada inferior ou igual a 10kW).

Os **proveitos regulados** no 1T10 totalizaram €39M, 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%. Note-se que este montante não inclui €7M de receitas reguladas relativas à actividade de transporte, que tem que ser vendida à REE antes de 3 de Julho de 2010 (Lei 17/2007). Consequência do processo de liberalização, os proveitos regulados da actividade de comercialização estão relacionados com algumas actividades que as empresas de distribuição ainda efectuem, 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 1T09 particularmente fraco. A retoma das industrias capital intensivas traduziu-se num aumento de 6% dos consumos em AT e MT (industriais), enquanto o consumo em BT (residencial) aumentou em cerca de 5%, beneficiando de um inverno mais longo e rigoroso. No que diz respeito à **comercialização**, no seguimento do processo de liberalização ocorrido em Jul-09, os volumes comercializados a clientes à tarifa de último recurso diminuíram 78% quando comparados com os volumes comercializados a clientes regulados no 1T09. A redução do número de clientes reflecte a passagem dos mesmos para o mercado liberalizado, consequência do processo de liberalização e de se praticarem preços de mercado inferiores à tarifa regulada.

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 na compra de electricidade de €60/MWh. No 1T10, o défice tarifário Espanhol foi estimado em €507M, dos quais €31M (6.08%) foram atribuídos à HC Energia (no final de Mar-10, este valor ainda não estava reflectido no montante de recebimentos futuros da actividade regulada; estava pendente de liquidação financeira). Para 2010, o défice tarifário Espanhol está estimado em €3,0MM. No final de Mar-10, o **montante de recebimentos futuros da actividade regulada** totalizava €554M, relacionados essencialmente com: i) €232M relativos ao défice de 2009 (estimado em €172M no final de Dez-09); e ii) €324M relativos ao défice acumulado dos anos 2006-08 (em Abr-10, o Governo Espanhol aprovou o RD que completa as necessidades de regulação para a securitização dos défices tarifários).

Os **custos operacionais controláveis** diminuíram 7% no período, consequência de uma redução dos fornecimentos e serviços externos potenciada por uma diminuição dos custos com O&M, marketing e *back-office*. Os custos com O&M foram anormalmente elevados no 1T09 devido à 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 48% no período para €5M no 1T10, devido essencialmente a uma redução dos investimentos em novos mercados e novas ligações. O tempo de interrupção equivalente caiu 79 min. no período, consequência de o 1T09 ter sido negativamente afectado pelo já mencionado ciclone Klaus que danificou a nossa rede de distribuição.

(1) A actividade de Comercialização de Último Recurso teve início em Jul-09, no seguimento do processo de liberalização.

(2) Líquido dos custos com "CO2 clawback".

(3) Recuperação/pagamento de défices tarifários de períodos anteriores.

(4) Inclui juros/actualizações financeiras sobre os montantes de défices tarifários.

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

Gás - Actividade Regulada



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha			Total			Actividade Regulada	1T10	1T09	% Δ	Abs. Δ
	1T10	1T09	Δ 10/09	1T10	1T09	Δ 10/09	1T10	1T09	Δ 10/09					
Margem Bruta	18.5	8.8	111%	60.9	47.0	30%	79.4	55.7	43%	Número de Clientes Ligados (mil)	1,198.5	898.6	33%	+300
Fornecimentos e serviços externo:	2.2	2.7	-18%	7.1	6.2	14%	9.3	8.8	4.6%	Portugal	229.2	205.0	12%	+24
Custos pessoal	1.5	1.1	32%	5.6	4.8	16%	7.1	5.9	19%	Espanha	969.4	693.7	40%	+276
Custos benefícios sociais	0.1	0.0	188%	0.1	0.1	7.7%	0.2	0.1	40%	Gas Distribuído (GWh)	14,380	7,899	82%	+6,481
Outros custos operac. (líquidos)	0.1	0.8	-	2.6	1.1	139%	2.7	1.9	41%	Portugal	1,920	1,638	17%	+281
Custos Operacionais	3.9	4.7	-17%	15.3	12.1	26%	19.2	16.8	14%	Espanha	12,460	6,260	99%	+6,199
EBITDA	14.7	4.1	257%	45.6	34.8	31%	60.2	38.9	55%	Receitas Reguladas (€ M)	73.9	48.2	53%	+25.7
Provisões	0.0	(0.0)	-	-	-	-	0.0	(0.0)	-	Portugal	18.5	8.8	111%	+9.8
Deprec. e amortizações líquidas	2.8	2.8	1.6%	14.7	8.3	77%	17.5	11.1	58%	Espanha	55.3	39.4	40%	+15.9
										Distribuição	49.3	34.6	43%	+14.7
										Transporte	6.0	4.8	26%	+1.2
EBIT	11.9	1.4	772%	30.9	26.5	16%	42.7	27.9	53%	Rede (Km)	12,618	9,128	38%	+3,490
Investimento operacional (€ M)	6.8	3.1	118%	7.0	5.0	42%	13.8	8.1	71%	Portugal - Distribuição	3,547	3,233	9.7%	+314
Distribuição	6.8	3.1	118%	2.8	3.3	-15%	9.5	6.4	50%	Espanha				
Transporte	-	-	-	4.3	1.7	151%	4.3	1.7	151%	Distribuição	8,684	5,556	56%	+3,128
										Transporte	387	339	14%	+48
Empregados (#)	97	111	-13%	374	279	34%	471.0	390.0	21%					

A 31 de Dezembro de 2009, a Naturgas Energia (NGE) concluiu a aquisição à Gas Natural de alguns activos de distribuição de gás natural em baixa pressão nas regiões da Cantábria e Múrcia, bem como de activos de distribuição de gás natural 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.

O **EBITDA das nossas actividades reguladas de gás aumentou 55%** no período para €60M no 1T10, devido à consolidação, pela primeira vez, dos activos adquiridos à Gas Natural e a um aumento das receitas reguladas em Espanha e Portugal.

Em **Espanha**, a margem bruta aumentou 30% no período (+€14M). Excluindo o impacto dos activos adquiridos à Gas Natural, que contribuíram com €15M, a margem bruta diminuiu 1% no período, devido a uma redução de €4M na margem bruta de outras actividades não incluídas nas receitas reguladas, incluindo os *upfront fees* recebidos pela ligação de novos clientes, o aluguer de contadores, serviços de inspecção, entre outras. As **receitas reguladas** aumentaram 40% no período para €55M: i) os activos adquiridos à Gas Natural contribuíram com €13M de receitas reguladas, relativos a c3.000Km de rede de distribuição e 258 mil pontos de abastecimento; excluindo este contributo, ii) as receitas reguladas da actividade de distribuição de gás aumentaram 5% no período, reflectindo um aumento da extensão da nossa rede, um crescimento de 3% nos pontos de abastecimento para 711 mil, e um aumento dos volumes de gás distribuído. O gás distribuído através da rede de alta pressão (essencialmente clientes industriais) beneficiou da recuperação da actividade no sector industrial e de um 1T09 particularmente baixo. O volume de gás distribuído através da rede de baixa pressão (essencialmente clientes residenciais) permaneceu estável nos 3.1TWh no 1T10; iii) as receitas reguladas da actividade de transporte aumentaram 26% no período, devido a um aumento de 14% da extensão da nossa rede, bem como a um aumento da remuneração por quilómetro nos investimentos recentes.

A Ordem Ministerial publicada em 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 o contributo dos activos adquiridos à Gas Natural, que representam mais €50M de receitas reguladas em 2010.

Em **Portugal**, as receitas reguladas da actividade de distribuição de gás aumentaram €10M no período, para €19M no 1T10, no seguimento de um crescimento de 17% dos volumes de gás distribuído, suportado por um aumento do número de pontos de abastecimento, e pelo reconhecimento retroactivo das reavaliações iniciais dos activos que não foram consideradas nas receitas reguladas de 2009.

Em Jun-09, o regulador Português (ERSE) definiu as tarifas de gás para Portugal para o ano gás Jul-09/Jun-10. Os 9% de retorno sobre os activos para a distribuição de gás, fixados no início deste período regulatório de 3 anos (Jul-08 a Jun-11) traduziram-se nuns proveitos regulados de €51M, o que representa um crescimento homólogo de 47%.

Os **custos operacionais controláveis**⁽¹⁾ aumentaram 10% no período, devido à consolidação, pela primeira vez, dos activos adquiridos à Gas Natural (+€4M). Excluindo este efeito, os custos operacionais controláveis diminuíram €2M no período, tendo beneficiado de uma redução dos custos com O&M e despesas de marketing.

O **investimento operacional** aumentou €6M no período para €14M no 1T10, devido: i) a um investimento de €2,6M realizado no pipeline de Bergara-Irun (transporte), prevendo-se que este esteja operacional no final de 2010, representando um investimento total de €68M; ii) a um aumento dos investimentos realizados nas redes de distribuição e nos 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	1T10	1T09	Δ %
	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.				
Margem Bruta	595.8	512.4	16%	83	239.1	170.9	40%	68	Cotação no fim do período (R\$/acção)	34.20	24.25	41%
Fornecimentos e serviços externos	89.4	71.1	26%	18	35.9	23.7	51%	12	Total de acções (milhões)	158.8	158.8	-
Custos com Pessoal	54.9	55.7	-1.4%	-1	22.0	18.6	19%	3	Acções próprias (milhões)	0.3	15.8	-98%
Custos com benefícios Sociais	12.3	20.8	-41%	-8	5.0	6.9	-29%	-2	Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	102.9	102.9	-
Outros custos operacionais (líquidos)	26.5	29.2	-9.3%	-3	10.6	9.7	9.2%	1	Euro/Real - Taxa de fim do período	2.40	3.08	28%
Custos Operacionais	183.2	176.8	3.6%	6	73.5	59.0	25%	15	Euro/Real - Taxa média do período	2.49	3.00	20%
EBITDA	412.7	335.6	23%	77	165.6	111.9	48%	54	Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	2.7%	0.0%	-
Provisões	4.3	1.5	192%	3	1.7	0.5	251%	1	Taxa de juro (SELIC)	8.75	12.65	-390 pp
Depreciações e amortizações líquidas	86.1	78.9	9.1%	7	34.6	26.3	31%	8	Empregados (#)	2,361	2,334	27
EBIT	322.2	255.1	26%	67	129.3	85.1	51.9%	44	Dados relevantes de Balanço (€ M)	1T10	1T09	Δ %
Result. da alienação de act. financ.	-	-	-	0	-	-	-	0	Dívida líquida	775	828	-6.4%
Resultados financeiros	(7.0)	(51.5)	-87%	45	(2.8)	(17.2)	-84%	14	Recebimentos futuros da actividade regulada	-2	55	-
Resultados em associadas	(0.1)	(0.4)	-	0	(0.0)	(0.1)	-79%	0	Interesses minoritários	728	552	32%
Resultados Antes de Impostos	315.2	203.2	55%	112	126.5	67.8	87%	59	Valor contabilístico	1,914	1,199	60%
IRC e impostos diferidos	104.8	69.6	51%	35	42.1	23.2	81%	19	Rating e Rácios de Dívida	1T10	1T09	Δ %
Taxa efectiva imposto (%)	33%	34%	-1.0 pp	-0	33%	34%	-1.0 pp	-0	Dívida líquida / EBITDA	1.2x	1.8x	
Resultado líquido do exercício	210.4	133.6	57%	77	84.4	44.6	89%	40				
Accionistas da Energias do Brasil	185.2	105.3	76%	80	74.3	35.1	111%	39				
Interesses minoritários	25.2	28.3	-11%	-3	10.1	9.4	8%	1				
Capex	98.4	119.0	-17%	-21	39.5	39.7	-1%	-0	Energias do Brasil			Ba1/Sta
									Último relatório de Rating			08/04/10

No 1T10, o EBITDA da Energias do Brasil aumentou 23% em moeda local reflectindo: (i) uma forte recuperação da procura de electricidade, (ii) impacto positivo dos desvios tarifários na distribuição, (iii) menor volume de vendas trimestrais na actividade de produção e (iv) aumento da electricidade vendida pela empresa de comercialização Enertrade.

No 1T10, a contribuição da Energias do Brasil para o EBITDA consolidado foi afectada positivamente pela apreciação de 20% do Real contra o Euro (impacto positivo de €28M no EBITDA).

Note-se que a comparação do 1T10 com o 1T09 é impactada por algumas questões não recorrentes das quais destacamos: (1) receita adicional como compensação de quebra de contrato por um consumidor (R\$6M) e (2) custos de reestruturação de RH de R\$13M no 1T09 relacionados com a implementação de um novo modelo organizacional.

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

Em consequência da transacção acima que implicou um encaixe de R\$442M (€170M), a dívida líquida da Energias do Brasil em EUR diminuiu 6% (em BRL caiu 27%) e o prazo médio da dívida passou para 4,4 anos em Mar-10. Os custos financeiros líquidos em BRL diminuíram 87% no período devido: (1) redução da dívida líquida, (2) diminuição do custo médio da dívida (de 11% no 1T09 para 7,7% no 1T10) e (3) receita extraordinária relacionada com uma nova lei que perdoou o pagamento de custos financeiros de dividas fiscais em atraso (R\$11M).

Como resultado da boa performance em termos de geração de cash flow livre da Energias do Brasil, a Moody's manteve o rating da empresa e a Standard & Poor's aumentou o rating das distribuidoras EDP Bandeirante e EDP Escelsa.

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 diminuíram devido a resultados mais baixos no 1T10 da actividade de produção, onde não detemos uma participação de 100%.

Em suma, o resultado líquido da Energias do Brasil no 1T10 (em IFRS) aumentou 76% em moeda local.

A Assembleia Geral de Accionistas aprovou um dividendo de R\$296,3M, correspondente a R\$1,88 por acção a ser pago durante o 2T10.

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	400.6	304.3	32%	+96
Forn. e serviços externos	68.6	55.7	23%	+13
Custos com Pessoal	39.7	40.8	-2.8%	-1
Custos com benefícios Sociais	11.5	14.9	-23%	-3
Outros custos operac. (Liq.)	28.7	18.6	54%	+10
Custos Operacionais	148.5	130.0	14%	+18
EBITDA	252.2	174.3	45%	+78
Provisões	3.7	2.1	76%	+2
Deprec. e Amortizações líquidas	45.4	41.2	10%	+4
EBIT	203.1	130.9	55%	+72

Margem Bruta	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta IFRS	401	304	32%	+96
Desvio Tarifário (1)	(27)	38	-	-65
Desvios Períodos Anteriores (2)	(30)	(30)	-1.3%	+0
Outros	2	7	-71%	-5
Margem Bruta Brasil GAAP	346	319	8.3%	+27
Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)	(6)	164	-	-170
Clientes Ligados (Milhares)	2,679.9	2,612.8	2.6%	+67
Bandeirante	1,474.2	1,457.7	1.1%	+16
Escelsa	1,205.8	1,155.1	4.4%	+51
Electricidade Distribuída (GWh)	5,959	4,964	20%	+995
Bandeirante	3,547	3,165	12%	+382
Escelsa	2,413	1,799	34%	+613
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	2,216	1,592	39%	+624
Electricidade Vendida (GWh)	3,744	3,372	11%	+371
Bandeirante	2,220	2,034	9.1%	+186
Resid., Comerc. e Outros	1,471	1,399	5.2%	+73
Industrial	749	635	18%	+113
Escelsa	1,524	1,338	14%	+185
Resid., Comerc. e Outros	1,272	1,114	14%	+158
Industrial	252	224	12%	+28

Investimento e Custos Operac.	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (3)	108.3	96.5	12%	+12
Custos control./cliente (R\$/cliente)	40.4	36.9	9.4%	+3
Custos control./km rede (R\$/km)	4.1	3.5	16%	+1
Empregados (#)	2,003	2,016	-0.6%	-13
Invest. Operacional (R\$M)	50.0	51.7	-3.3%	-2
Rede de Distribuição (Km)	26.4	27.3	-3.3%	-1

Na actividade de distribuição no Brasil, o **EBITDA no 1T10 aumentou 45% para BRL252M**. Excluído o impacto dos desvios tarifários, o EBITDA aumentou 4% no período para BRL197M. A margem bruta aumentou 32% no período, principalmente devido a:

(1) Recuperação significativa no 1T10 dos volumes de energia vendida e distribuída: volume de energia vendida a clientes finais aumentou 11% no 1T10 (+9% na EDP Bandeirante e +14% na EDP Escelsa). No segmento residencial e comercial, volume vendido cresceu 9% no 1T10 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 16% no 1T10, 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 39% no 1T10 reflectindo uma forte recuperação da procura principalmente do sector do minério e siderúrgico e uma base de comparação mais fraca no 1T09.

(2) Impacto positivo dos reajustes tarifários 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).

(3) Impacto positivo de desvios tarifários ao nível da margem bruta maiores no 1T10 do que no 1T09. 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 1T10 a R\$30M em linha com o 1T09. Por outro lado, um **desvio tarifário do período de R\$27M** foi criado no 1T10 (contra um desvio tarifário negativo de R\$38M no 1T09). Este desvio tarifário positivo foi criado devido: (1) apreciação do BRL contra o USD 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** diminuíram de R\$164M a recuperar em Mar-09 para R\$6M em Mar-10 a devolver ao sistema na próxima revisão tarifária pela EDP Energias do Brasil.

Os custos com pessoal diminuíram 3% 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 1T10, implicaram um aumento da quantidade de chamadas para o número grátis de apoio ao cliente e um aumento dos trabalhos de reparação e manutenção; (2) alteração da legislação pelo regulador relacionada com o atendimento a clientes (diminuição do tempo médio de atendimento). Os outros custos operacionais no 1T10 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.

(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			
	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	182.6	198.2	-7.9%	-16
Fornecimentos e serviços externos	12.4	8.4	47%	+4
Custos com pessoal	9.0	9.7	-7.7%	-1
Custos com benefícios Sociais	0.6	1.0	-42%	-0
Outros custos operacionais (líquidos)	2.8	3.3	-15%	-0
Custos Operacionais	24.7	22.4	10%	+2
EBITDA	157.9	175.9	-10%	-18
Provisões	(0.5)	(0.6)	-	+0
Deprac. e amortizações líquidas	37.1	34.2	8.5%	+3
EBIT	121.3	142.3	-15%	-21

Produção	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	182.6	198.2	-7.9%	-16
Lajeado	72.7	83.9	-13%	-11
Peixe Angical	63.2	70.8	-11%	-8
Energset (15 centrais hídricas)	46.7	43.5	7.4%	+3
Capacidade Instalada - Hídrica (MW)	1,734	1,697	2.2%	+38
Lajeado	903	903	-	-
Peixe Angical	452	452	-	-
Energset (15 centrais hídricas)	380	342	11%	+38
Energia Vendida (GWh)	1,781	1,890	-5.7%	-108
Lajeado	711	795	-11%	-84
Peixe Angical	538	553	-3%	-16
Energset (15 centrais hídricas)	533	542	-2%	-9
Preço Médio de Venda (R\$/MWh)	119.1	116.3	2.4%	+3
Lajeado	103.5	103.0	0.4%	+0
Peixe Angical	149.7	146.7	2.0%	+3
Energset (15 centrais hídricas)	109.2	104.8	4.2%	+4
Investimento Operac. (R\$ Milhões)	50.0	51.7	-3.3%	-2
Manutenção	6.2	4.6	36%	+2
Expansão	43.8	47.2	-7.1%	-3
Pecém	35.8	13.7	162%	+22
Outros	8.0	33.5	-76%	-25
Empregados (#)	263	247	6.5%	+16

Comercialização	1T10	1T09	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	11.0	9.9	11%	+1
Custos operacionais (R\$ M)	(3.9)	6.6	-	-11
EBITDA (R\$ M)	14.9	3.3	356%	+12
Vendas electricidade (GWh)	2,086	1,727	21%	+359
Número de clientes (#)	128	86	49%	+42

PRODUÇÃO:

O EBITDA da actividade de produção diminuiu 10% no período, suportado por uma queda de 8% da margem bruta. Note-se que o EBITDA do 1T10 foi penalizado por um volume baixo de energia vendida, um impacto negativo que deverá ser revertido durante 2010.

A capacidade instalada aumentou 2% em resultado da entrada em operação da central mini-hídrica de Santa Fé (+29MW no 2T09) e da repotenciação da central de Suiça (+2.9MW no 4T09) e de Rio Bonito (+3.8MW no 4T09 e +1.9MW no 1T10).

O volume vendido diminuiu 6% no 1T10 reflectindo a alocação ao trimestre do volume anual contratado em CAE, o que implicou uma alocação de maior volume de energia no segundo semestre do ano, onde é esperada uma recuperação dos preços em mercado.

O preço médio de venda aumentou 2% no 1T10. Toda a capacidade instalada da Energias do Brasil é contratada sob PPAs com preços ajustados à inflação e com uma maturidade média de 14 anos.

Os custos operacionais cresceram 10% vs. 1T09 reflectindo uma anormal concentração de fornecimentos e serviços no 1T10 que serão diluídos ao longo de 2010.

O investimento operacional diminuiu 3% no 1T10 para R\$50M. O investimento operacional de expansão representa 88% do investimento operacional total dos quais 82% referem-se à construção da central a carvão de Pecém (62% das obras de construção realizadas). O início da operação é esperado para o final de 2011, tendo a EDP Brasil já investido R\$777M até Mar-10. Até à entrada em funcionamento da central, é ainda expectável um investimento de cerca de R\$690M. O "investimento operacional de expansão em outros" diminuiu R\$25M devido essencialmente ao fim da construção da mini hídrica de Santa Fé e da repotenciação da central de Suiça e de Rio Bonito. O investimento operacional de expansão em outros no 1T10 está relacionado com a repotenciação de Mascarenhas (17,5MW), 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.

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 1T10, o EBITDA aumentou R\$12M relativamente ao período homólogo, devido a: (1) aumento de 21% de energia vendida e um aumento de 49% no número de clientes, (2) um ganho extraordinário no 1Q10, devido a um acordo com um cliente para rescisão contratual por decisão do próprio (R\$6M) e (3) fim no 3T09 da contabilização de provisões associadas ao contrato de fornecimento com a Ampla (R\$4M no 1T09).



Demonstrações de Resultados

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1T10 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	264.4	216.8	470.7	219.2	239.1	(7.8)	1,402.3
Fornecimentos e serviços externos	23.8	33.0	94.8	42.5	35.9	(35.6)	194.2
Custos com pessoal	19.2	13.3	56.0	12.9	22.0	27.2	150.5
Custos com benefícios sociais	5.8	0.5	22.3	0.4	5.0	(1.2)	32.8
Rendas de concessão	1.3	-	59.6	1.9	-	(0.1)	62.7
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	0.5	8.4	0.5	(23.1)	10.6	25.8	22.5
Custos Operacionais	50.6	55.3	233.2	34.7	73.5	16.1	462.7
EBITDA	213.8	161.6	237.6	184.5	165.6	(23.9)	939.6
Provisões	(0.3)	0.3	0.4	(0.0)	1.7	8.0	10.1
Depreciações e amortizações líquidas (1)	57.8	49.5	87.9	94.0	34.6	17.2	340.9
EBIT	156.4	111.8	149.3	90.6	129.3	(49.0)	588.6

1T09 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	259.0	217.2	446.5	171.8	170.9	(4.5)	1,260.8
Fornecimentos e serviços externos	19.3	31.0	92.0	34.8	23.7	(35.2)	165.5
Custos com pessoal	18.6	14.7	54.8	10.1	18.6	24.5	141.3
Custos com benefícios sociais	4.7	1.4	23.9	(0.6)	6.9	(0.8)	35.4
Rendas de concessão	0.8	0.3	59.9	1.3	-	(0.4)	61.8
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(0.8)	6.7	(2.5)	(28.1)	9.7	22.6	7.6
Custos Operacionais	42.6	53.9	228.1	17.4	59.0	10.7	411.7
EBITDA	216.4	163.2	218.4	154.4	111.9	(15.2)	849.1
Provisões	(0.4)	3.6	0.5	(0.1)	0.5	0.6	4.7
Depreciações e amortizações líquidas (1)	63.0	51.4	83.0	69.9	26.3	18.7	312.3
EBIT	153.7	108.3	135.0	84.6	85.1	(34.5)	532.1

(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	-	-	-
Vendas de gás	316.3	199.8	177.9	250.6	324.0	-	-	-
Outras vendas	12.6	20.4	18.7	73.4	18.4	-	-	-
Prestação de serviços	37.9	44.9	62.8	48.9	55.1	-	-	-
Proveitos Operacionais	3,233.3	2,656.5	2,965.9	3,342.5	3,494.3	-	-	-
Electricidade	1,464.8	1,045.2	1,343.9	1,486.6	1,688.5	-	-	-
Gás	218.3	128.0	98.5	196.4	221.4	-	-	-
Combustíveis	272.3	273.4	287.3	222.7	172.4	-	-	-
Materiais diversos e mercadorias	17.1	16.8	11.1	10.5	9.7	-	-	-
Custos Directos da Actividade	1,972.5	1,463.5	1,740.8	1,916.1	2,092.0	-	-	-
Margem Bruta	1,260.8	1,193.0	1,225.1	1,426.4	1,402.3	-	-	-
Fornecimentos e serviços externos	165.5	187.9	176.3	238.4	194.2	-	-	-
Custos com pessoal	141.3	142.5	124.5	131.7	150.5	-	-	-
Custos com benefícios sociais	35.4	30.6	44.1	48.2	32.8	-	-	-
Rendas de concessão	61.8	62.5	61.9	62.4	62.7	-	-	-
Outros custos operacionais (líquidos)	7.6	8.0	1.8	9.8	22.5	-	-	-
Custos Operacionais	411.7	431.5	408.5	490.6	462.7	-	-	-
EBITDA	849.1	761.4	816.6	935.8	939.6	-	-	-
Provisões	4.7	14.1	15.2	40.7	10.1	-	-	-
Depreciações e amortizações líquidas (1)	312.3	300.1	308.5	397.7	340.9	-	-	-
EBIT	532.1	447.2	492.8	497.4	588.6	-	-	-
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	12.9	15.0	2.8	29.1	5.8	-	-	-
Resultados financeiros	(165.5)	(121.7)	(92.1)	(107.4)	(118.1)	-	-	-
Resultados em associadas	4.6	9.1	7.2	4.3	6.9	-	-	-
Resultados Antes de Impostos	384.1	349.6	410.6	423.4	483.2	-	-	-
IRC e Impostos diferidos	88.0	105.5	115.6	90.6	129.0	-	-	-
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	296.1	244.1	295.0	332.7	354.2	-	-	-
Accionistas da EDP	265.3	214.1	268.6	275.8	309.2	-	-	-
Interesses minoritários	30.8	30.0	26.4	57.0	45.0	-	-	-

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

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1T10 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Proveitos Operacionais	947.8	595.7	218.9	1,454.8	410.1	481.5	(614.5)	3,494.3
Custos Directos da Actividade	501.7	581.1	(0.3)	1,063.5	310.3	242.4	(606.8)	2,092.0
Margem Bruta	446.1	14.6	219.2	391.3	99.8	239.1	(7.8)	1,402.3
Fornecimentos e serviços externos	38.6	12.6	42.5	85.5	14.6	35.9	(35.6)	194.2
Custos com pessoal	28.2	3.4	12.9	48.9	7.9	22.1	27.1	150.5
Custos com benefícios sociais	6.2	0.1	0.4	22.1	0.2	5.0	(1.2)	32.8
Outros Custos Operacionais (Líquido)	8.7	0.5	(21.1)	57.4	3.5	10.6	25.7	85.2
Custos Operacionais	81.6	16.6	34.7	214.0	26.3	73.5	16.1	462.7
EBITDA	364.5	(2.0)	184.5	177.3	73.5	165.6	(23.9)	939.6
Provisões	0.1	(0.1)	(0.0)	0.4	0.0	1.7	8.0	10.1
Depreciações e amortizações líquidas (1)	106.1	1.0	94.0	70.4	17.6	34.6	17.2	340.9
EBIT	258.3	(2.9)	90.6	106.6	55.9	129.3	(49.0)	588.6

1T09 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Proveitos Operacionais	811.0	334.3	173.4	1,499.7	371.6	371.7	(328.3)	3,233.3
Custos Directos da Actividade	385.3	319.6	1.6	1,108.9	280.1	200.8	(323.9)	1,972.5
Margem Bruta	425.7	14.6	171.8	390.8	91.5	170.9	(4.4)	1,260.8
Fornecimentos e serviços externos	34.2	11.1	34.8	83.1	13.7	23.7	(35.1)	165.5
Custos com pessoal	29.5	2.8	10.1	48.9	6.9	18.6	24.5	141.3
Custos com benefícios sociais	6.0	0.1	(0.6)	23.8	0.1	6.9	(0.8)	35.4
Outros Custos Operacionais (Líquido)	7.0	(3.4)	(26.8)	55.5	5.3	9.7	22.2	69.5
Custos Operacionais	76.6	10.6	17.4	211.3	26.1	59.0	10.8	411.7
EBITDA	349.0	4.1	154.4	179.5	65.4	111.9	(15.2)	849.1
Provisões	2.4	0.8	(0.1)	0.5	0.1	0.5	0.6	4.7
Depreciações e amortizações líquidas (1)	113.6	0.7	69.9	71.9	11.2	26.3	18.7	312.3
EBIT	233.0	2.6	84.6	107.1	54.2	85.1	(34.5)	532.1

(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

EDP em Bolsa	YTD	52W (05-05-2010)	2009
Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)			
Fecho	2.58	2.58	3.11
Max	3.19	3.22	3.22
Min	2.47	2.47	2.34
Média	2.84	2.92	2.88
Liquidez da EDP na Euronext Lisbon			
Volume de Negócios (€ M)	2,440	6,115	5,027
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	27	23	19
Volume Transaccionado (milhões de acções)	859	2,093	1,743
Volume Médio Diário (milhões de acções)	9.6	8.0	6.7
Valor de Mercado da EDP			
Capitalização Bolsista (€ M)	9,419	-	11,365
"Enterprise Value" (€ M)	26,853	-	28,059

EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade



Capacidade Instalada - MW (1)	1T10	1T09	Δ MW	Δ %
CAE/CMEC	6,931	6,987	-56	-0.8%
Hídrico	4,094	4,094	-	
Fio de água	1,860	1,860	-	
Albufeira	2,234	2,234	-	
Carvão	1,180	1,180	-	
Sines	1,180	1,180	-	
Fuel	1,657	1,713	-56	
Setúbal	946	946	-	
Carregado	710	710	-	
Barreiro	-	56	-56	
Regime Especial (Ex-Eólico)	473	434	38	9%
Mini-Hídricas	160	160	-	
Cogeração+Resíduos	275	257	18	
Biomassa	38	18	21	
Produção Liberalizada de Electricidade	6,023	5,096	927	18%
Hídrico	910	910	-	
Portugal	484	484	-	
Espanha	426	426	-	
Carvão	1,460	1,460	0	
Aboño I	342	342	-	
Aboño II	536	536	-	
Soto Ribera II	236	236	-	
Soto Ribera III	346	346	-	
CCGT	3,276	2,405	871	36%
Ribatejo (3 grupos)	1,176	1,176	-	
Lares (2 grupos)	863	-	863	
Castejón (2 grupo)	811	811	0	
Soto IV (1 grupo)	426	418	8	
Nuclear	156	156	-	
Trillo	156	156	-	
Fuel	221	165	56	
Tunes + Barreiro	221	165	56	
Eólico (Maior detalhe na página 16)	5,567	4,512	1,055	23%
Europa	2,930	2,477	453	
EUA	2,624	2,022	602	
Brasil	14	14	-	
Brasil (Ex-Eólico)	1,734	1,697	38	2.2%
Hídrico	1,734	1,697	38	2.2%
Lajeado	903	903	-	
Peixe Angical	452	452	-	
Energest	380	342	38	
TOTAL	20,728	18,727	2,002	11%

Produção de Electricidade (GWh)	1T10	1T09	Δ GWh	Δ %
CAE/CMEC	6,081	5,263	818	16%
Hídrico	5,325	2,845	2,480	87%
Fio de água	3,403	1,870	1,533	
Albufeira	1,922	975	947	
Carvão	754	2,207	-1,453	-66%
Sines	754	2,207	-1,453	
Fuel	2	211	-209	-99%
Setúbal	-2	186	-187	
Carregado	4	1	3	
Barreiro	-	25	-25	
Regime Especial (Ex-Eólico)	747	599	148	25%
Mini-Hídricas	278	169	109	
Cogeração+Resíduos	424	415	9	
Biomassa	45	15	30	
Produção Liberalizada de Electricidade	3,956	4,594	-638	-14%
Hídrico	957	581	376	65%
Portugal	581	216	365	
Espanha	376	365	11	
Carvão	737	2,390	-1,654	-69%
Aboño I	432	587	-155	
Aboño II	89	915	-826	
Soto Ribera II	179	322	-143	
Soto Ribera III	37	566	-529	
CCGT	1,959	1,476	483	33%
Ribatejo (3 grupos)	789	1,287	-497	
Lares (2 grupos)	312	-	312	
Castejón (2 grupo)	565	102	463	
Soto IV (1 grupo)	293	87	205	
Nuclear	303	147	156	107%
Trillo	303	147	156	
Fuel	0	-	0	
Tunes + Barreiro	0	-	0	
Eólico	3,639	2,845	794	28%
Europa	1,856	1,163	694	
EUA	1,777	1,675	102	
Brasil	6	8	-2	
Brasil (Ex-Eólico)	2,145	2,116	29	1.3%
Hídrico	2,145	2,116	29	1.3%
Lajeado	1,074	1,067	7	
Peixe Angical	626	612	14	
Energest	446	438	8	
TOTAL	16,567	15,417	1,150	7.5%

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

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	1T10	1T09	Δ GWh	Δ %
Portugal	12,241	11,897	345	2.9%
Muito Alta Tensão	310	373	-63	-17%
Alta / Média Tensão	5,065	4,714	351	7.4%
Baixa Tensão	6,866	6,810	57	0.8%
Espanha	2,516	2,374	142	6.0%
Alta / Média Tensão	1,747	1,643	104	6.3%
Baixa Tensão	769	731	38	5.2%
Brasil	5,959	4,964	995	20%
Clientes Livres	2,216	1,592	624	39%
Industrial	1,001	860	141	16%
Residencial, Comercial & Outros	2,743	2,513	230	9.2%
TOTAL	20,716	19,234	1,482	7.7%

Clientes Ligados (mil)	1T10	1T09	Abs. Δ	Δ %
Portugal	6,126	6,082	43.7	0.7%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	23	0.3	1.3%
Baixa Tensão Especial	33	33	0.8	2.3%
Baixa Tensão	6,069	6,027	42.6	0.7%
Espanha	646	636	9.5	1.5%
Finais	412	549	-137.1	-25%
Acesso	234	87	146.5	168%
Brasil	2,680	2,613	67.1	2.6%
Bandeirante	1,474	1,458	16.4	1.1%
Escelsa	1,206	1,155	50.7	4.4%
TOTAL	9,452	9,331	120.3	1.3%

Redes	1T10	1T09	Abs. Δ	Δ %
Extensão das redes (Km)	324,884	317,637	7,246	2.3%
Portugal	219,280	216,009	3,271	1.5%
Espanha	21,944	21,382	562	2.6%
Brasil	83,660	80,246	3,413	4.3%

Perdas (% da electricidade entrada na rede)	1T10	1T09	Abs. Δ
Portugal	-10.9%	-7.9%	-3.0 pp
Espanha	-4.2%	-4.1%	-0.1 pp
Brasil			
Bandeirante	-11.0%	-11.0%	-0.1 pp
Técnicas	-5.3%	-5.2%	-0.1 pp
Comerciais	-5.8%	-5.8%	0.0 pp
Escelsa	-15.2%	-14.9%	-0.3 pp
Técnicas	-8.4%	-9.1%	0.7 pp
Comerciais	-6.7%	-5.8%	-1.0 pp

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	1T10	1T09	Δ GWh	Δ %
Portugal	1,920	1,638	281	17%
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	915	857	58	7%
Média Pressão (P > 4 Bar)	993	769	224	29%
GPL	12	12	-0	-3.9%
Espanha	12,460	6,260	6,199	99%
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	7,565	3,133	4,432	141%
Média Pressão (P > 4 Bar)	4,895	3,128	1,768	57%
TOTAL	14,380	7,899	6,481	82%

Pontos de Abastecimento (mil)	1T10	1T09	Abs. Δ	Δ %
Portugal	229.2	205.0	24.2	12%
Finais	229.0	204.9	24.1	12%
Acesso	0.1	0.1	0.1	124%
Espanha	969.4	693.7	275.7	40%
Finais	-	-	-	-
Acesso	969.4	693.7	275.7	40%
TOTAL	1,198.5	898.6	299.9	33%

Redes	1T10	1T09	Abs. Δ	Δ %
Extensão das redes (Km)	12,618	9,128	3,490	38.2%
Portugal	3,547	3,233	314	10%
Espanha	9,071	5,895	3,176	54%
Distribuição	8,684	5,556	3,128	56%
Transporte	387	339	48	14%

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 2010

- **Jan:** EDP com classificação “Gold Class SAM 2010” da SAM no “Sustainability Yearbook 2010”;
- **Jan:** HC Energia junta-se ao projecto **Redes 2025**: iniciativa de I&D, lançada pela Plataforma Tecnológica Espanhola de Redes del Futuro;
- **Jan:** EDP vai apoiar 4 projectos de solidariedade social no âmbito da 1ª edição do **Programa EDP Solidária Barragens**;
- **Fev:** InovGrid recebe “Optimus Innovation Awards”;
- **Jan/Mar:** **Energias do Brasil** - certificação ISO 14001 das centrais São João (25MW) e Paraíso da EDP Brasil (21MW); certificação ISO 14001 e OHSAS 18001 da central hidroeléctrica do Lajeado (903MW);
- **Mar:** Segundo o estudo “Top Portuguese League Table”, da Brand Finance, a **marca EDP** tem um “Rating” AA.

EDP: Índice Interno de Sustentabilidade (base 2006)

	1T10	1T09	Δ %
Índice de Sustentab.	133	123	8.0%
Comp. Ambiental Peso %	155 36%	135 36%	15%
Comp. Económica Peso %	120 33%	118 33%	1.7%
Comp. Social Peso %	121 31%	115 31%	5.7%

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

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

Métricas Económicas

	1T10	1T09	Δ %
Valor Económico (€M)(1)			
Directo Gerado	3,389	3,085	9.8%
Distribuído	2,485	2,286	8.7%
Acumulado	904	799	13%

Métricas Sociais

	1T10	1T09	Δ %
Empregados (c)	12,037	11,992	0.4%
Formação (horas forma)	97,277	73,753	32%
Acidentes em Serviço	11	15	-27%
Índ. Gravidade EDP (Tg)	108	149	-27%
Índ. Frequência EDP (Tf)	2.06	2.79	-26%

Métricas Ambientais

	1T10	1T09	Δ %
Emissões Atmosféricas (kt) (a)			
CO ₂	2,637.4	5,644.9	-53%
NOx	3.1	10.8	-71%
SO ₂	3.1	7.4	-58%
Partículas	0.152	0.444	-66%
Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)			
CO ₂	156.93	356.94	-56%
NOx	0.18	1.41	-87%
SO ₂	0.19	0.97	-81%
Consumo de Energia Primária (TJ) (b)	32,712	47,895	-32%
Capacidade Líquida Max. Certificada (%)	66%	64%	2 pp
Utilização de Água (10³ m³)	207,877	456,237	-54%
Total Resíduos (t) (e)	84,834	173,346	-51%
Despesas Ambientais (€ mil)	13,161	24,007	-45%
Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)	3.0	6.5	-54%

(a) Excluindo frota automóvel.

(b) Incluindo frota automóvel.

(c) Excluindo Órgãos Sociais.

(d) Inclui vapor (544 GWh: 1T09 and 541 GWh: 1T10).

(e) Resíduos encaminhados para destino final.

Métricas Ambientais - Emissões de CO₂

Emissões de CO ₂	Absoluto (ktCO ₂)		Específicas (t/MWh)		Produção (d) (GWh)	
	1T10	1T09	1T10	1T09	1T10	1T09
PPA/CMEC	716	2,135			756	2,789
Carvão	701	1,920	0.93	0.87	754	2,207
Fuel Oil & Gás Natural	15	215	6.82	0.37	2	582
Produção Liberalizada	1,794	3,302			2,696	3,866
Carvão	1,025	2,753	1.39	1.15	737	2,390
CCGT	769	550	0.39	0.37	1,959	1,476
Regime Especial	127	208	0.13	0.34	1,010	602
Produção Térmica	2,637	5,645	0.59	0.78	4,462	7,258
Produção Livre de Emissões de CO₂					12,344	8,557
Total Emissões de CO₂			0.16	0.36	16,806	15,815

(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



Balanço Consolidado (€M)

Activos intangíveis

	Mar-10	Dec-09
Activos afectos à concessão		
Portugal		
Energia eléctrica		
Distribuição	2,406.2	2,424.5
Produção	121.0	123.0
Gás	268.3	264.0
Brasil		
Energia eléctrica		
Distribuição e transporte	879.5	849.4
Activos fixos tangíveis	(5,719.9)	(5,684.2)
Valores a receber por Concessões - IFRIC 12	395.3	370.3

Impacto total no activo

Subsídios e participações de investimento imobilizado - Não correntes	(1,516.5)	(1,519.0)
Subsídios e participações de investimento imobilizado - Correntes	(133.1)	(134.1)

Impacto total no passivo

Demonstração de Resultados (€M)

	1T10	1T09
Amortizações de direitos de concessão	76.4	69.2
Amortizações de imobilizado corpóreo	(101.1)	(92.5)
Compensações de amortizações	24.6	23.3

Outros

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 infra-estrutura 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.