



Resultados 1T09

Direcção de Relações com Investidores

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

Tel: +351 21 001 2834
Fax: +351 21 001 2899
Email: ir@edp.pt
Site: www.edp.pt

Reuters: EDP.LS
Bloomberg: EDP PL

Lisboa, 7 de Maio de 2009

Índice



Resultados 1T09 da EDP: Destaques	- 3 -
EBITDA Breakdown	- 4 -
Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA	- 5 -
Investimento Operacional	- 6 -
Cash Flow	- 7 -
Balanço Consolidado	- 8 -
Dívida Financeira Líquida Consolidada	- 9 -
Áreas de Negócio	
Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico	- 11 -
Produção Contratada L.P. no Mercado Ibérico: CAEs/CMECs e Regime Especial	- 12 -
Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico	- 13 -
EDP Renováveis	- 16 -
Distribuição de Electricidade e Comercialização de Último Recurso em Portugal	- 18 -
Distribuição de Electricidade em Espanha	- 19 -
Gás - Actividade Regulada	- 20 -
Brasil - Energias do Brasil	- 21 -
Demonstrações de Resultados & Anexos	- 23 -

Resultados 1T09 da EDP: Destaques



As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Demonstração Resultados (€ M)	1T09	1T08	% Δ	Δ Abs.
Margem bruta	1.260,8	1.258,3	0,2%	+2,5
Fornecimentos e serviços externos	165,5	170,6	-3,0%	-5,1
Custos com pessoal	141,3	148,5	-4,8%	-7,2
Custos com benefícios sociais	35,4	29,1	22%	+6,3
Rendas de concessão	61,8	59,1	4,6%	+2,7
Outros custos operacionais (líquidos)	7,6	42,3	-82%	-35
Custos operacionais	411,7	449,6	-8,4%	-38
EBITDA	849,1	808,7	5,0%	+40
Provisões	4,7	0,3	-	+4,4
Depreciações e Amortizações líquidas ⁽¹⁾	312,3	266,5	17%	+46
EBIT	532,1	541,8	-1,8%	-10
Resultado da alien. de act. financeiros	12,9	27,0	-52%	-14
Resultados financeiros	(165,5)	(184,3)	10%	+19
Resultados em associadas	4,6	9,8	-53%	-5,1
Resultado antes de impostos	384,1	394,2	-2,6%	-10
IRC e Impostos diferidos	88,0	92,8	-5,1%	-4,8
Operações em descontinuação	-	-	-	-
Resultado Líquido do Exercício	296,1	301,4	-1,8%	-5,4
Accionistas da EDP	265,3	263,3	0,8%	+2,0
Interesses Minoritários	30,8	38,1	-19%	-7,4

Dados-chave Operacionais	1T09	1T08	% Δ	Δ Abs.
Empregados (#)	12.081	13.007	-7,1%	-926
Capacidade Instalada (MW)	18.695	16.122	16,0%	+2.573

Dados-Chave Financeiros (€ M)	1T09	1T08	% Δ	Δ Abs.
FFO	633,1	615,9	2,8%	+17
Investimento Operacional	840,5	606,6	39%	+234
Manutenção	124,2	141,0	-12%	-17
Expansão	716,3	465,6	54%	+251

Dados-chave de Balanço (€ m)	Mar-09	Dez-08	% Δ	Δ Abs.
Investimentos financeiros Líquidos	3,8	8,6	-56%	-5
"Equity Value"Contabilístico	6.743,1	6.365,2	5,9%	+378
Dívida Líquida	13.544,6	13.889,5	-2,5%	-345
Rec. Futuros da Act. Regulada	852,0	1.891,4	-55%	-1.039
Dívida Líquida/EBITDA (x)	4,0	4,4	-9,4%	-0,4
Dívida Líquida Ajustada ⁽²⁾ /EBITDA (x)	3,7	3,8	-1,7%	-0,1

O EBITDA consolidado cresceu 5% (€40M), para €849M no 1T09, liderado por actividades liberalizadas na P.Ibérica (+€63M) e operações eólicas (+€29M). O EBITDA da produção contratada de LP de redes reguladas, por sua vez, foi penalizado por resultados não recorrentes mais baixos no 1T09 (vs 1T08): (1) impacto negativo de €11M essencialmente relacionado com o abastecimento de combustíveis acima dos índices internacionais no 1T09 (vs um impacto positivo de €23M no 1T08), na produção contratada de LP e (2) impacto positivo de €31M no 1T08 via recuperação de desvios tarifários de anos anteriores na distribuição de electricidade em Portugal. O EBITDA recorrente cresceu 15%, para €867M.

Os custos operacionais recuaram 8,4% vs. 1T08, para €412M, reflectindo importantes ganhos de eficiência. Os resultados obtidos pelo projecto OPEX totalizaram €27M, permitindo uma redução em 2% dos custos operacionais. Os custos com FSEs caíram 3% vs.1T08 para €166M, reflectindo um adequado controlo de custos e um impacto positivo da troca de activos no Brasil, por um lado, e um aumento da actividade, por outro. Os custos com pessoal caíram 4,8% vs. 1T08, reflectindo um recente esforço de reestruturação, nomeadamente no Brasil e em Portugal. Os custos com benefícios sociais cresceram 22% (+€6M), inflacionados por €4,4M de custos com reestruturação de recursos humanos registados no Brasil e prémios de pensões mais altos na distribuição em Portugal. Os outros custos operacionais caíram 82% (-€35M), reflectindo um CO2 clawback mais baixo (€7,3M no 1T09 vs. um custo de €14M em 1T08) e receitas mais altas de PTCs no 1T09.

As depreciações e amortizações aumentaram 17% vs 1T08, para €312M, reflectindo operações de maior escala na produção de fontes renovável e convencional.

Os resultados financeiros líquidos diminuíram 10% vs 1T08, para €166M no 1T09, reflectindo: (1) juros financeiros líquidos mais baixos (-5,4% vs 1T08), graças a um custo médio da dívida mais baixo em 100 pb (4,7%);(2) outros custos financeiros mais baixos resultando principalmente da menor desvalorização em mercado das nossas participações (€29M no 1T09 para reflectir o menor valor de mercado da nossa participação no BCP vs €33M registados no 1T08 referentes à nossa participação na Sonaecom).

O resultado líquido manteve-se estável nos €265M, tendo registado ganhos na alienação de activos financeiros mais baixos: (1) €13M no 1T09 em resultado da entrada da Sonatrach no capital da CCGT Soto 4 (com participação de 25%), em linha com o definido na parceria estratégica assinada em 2007; (2) €27M registados em 1T08 da venda de 3,5% da participação na REN e no exercício da opção de venda sobre a Edinfor de 40%.

No 1T09, o **FFO** ("Fundos das Operações") totalizou €633M, apresentando um aumento de 3% (+€17M) suportado pelo EBITDA excluindo itens 'non-cash'. O **investimento operacional** totalizou €841M, 85% dos quais referentes a projectos de expansão. Note-se que o aumento no investimento operacional vs. 1T08 é explicado pelo pagamento em Jan-09 de €232M pela concessão das barragens Fridão/Alvito. Os **recebimentos futuros relacionados com a actividade regulada** diminuíram de €1,891M em Dez-08 para €852M com base na venda sem recurso do direito de receber o défice tarifário de Portugal (€1,2MM) e um aumento nos activos a receber por (i) revisibilidade dos CMECs (alicerçada por proveitos em mercado abaixo do montante inicialmente calculados) e défice tarifário em Espanha. Globalmente, a **dívida líquida** em Mar-09 totalizou €13,5MM, baixando de 13,9MM em 2008.

No fim de Mar-09, a dívida líquida/EBITDA da EDP foi 4,0x. Excluindo os activos regulatórios, a dívida líquida/EBITDA fixou-se em 3,7x. No 1T09, a EDP reforçou ainda mais a sua liquidez e perfil financeiro com a emissão de obrigações no valor de €1MM, a substituição de €1,3MM de uma linha de crédito com maturidade em Jul-09 por um empréstimo na modalidade revolving a 3 anos de €1,6MM. A posição em depósitos e linhas de crédito disponíveis em Mar-09 ascende a €4.1MM.

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

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

EBITDA Breakdown



EBITDA (€ M)	1T09	1T08	Δ %	Δ Abs.	1T08	2T08	3T08	4T08	1T09	2T09	3T09	4T09
Produção Contratada LP	220,2	227,5	-3,2%	(7,3)	227,5	215,6	212,7	193,5	220,2	-	-	-
Actividades Liberalizadas	161,0	98,4	63,6%	62,6	98,4	136,5	44,5	150,9	161,0	-	-	-
Redes Reguladas P. Ibérica	218,4	228,1	-4,2%	(9,7)	228,1	210,2	265,7	235,4	218,4	-	-	-
Eólico	154,4	125,5	23,0%	28,9	125,5	101,2	79,7	131,4	154,4	-	-	-
Brasil	111,9	160,7	-30,3%	(48,7)	160,7	137,0	156,3	108,3	111,9	-	-	-
Outros e Ajustamentos	(16,8)	(31,5)	46,8%	14,7	(31,5)	(24,6)	26,6	(34,8)	(16,8)	-	-	-
Consolidado	849,1	808,7	5,0%	40,4	808,7	775,9	785,6	784,8	849,1	-	-	-



A EDP apresentou uma subida de 5% (+€40M) vs.1T08 do EBITDA consolidado no 1T09, de €809M para €849M. Excluindo itens não recorrentes, o EBITDA aumentou 16%, de €744M para €867M. Os principais destaques são:

PRODUÇÃO CONTRATADA DE L.P. P.IBÉRICA - o EBITDA do 1T09 caiu 3% (-€7M) vs. 1T08, penalizado por perdas não recorrentes de €11M (vs um ganho de €22M no 1Q08) fortemente relacionado com custos de combustível. Note-se que como resultado da estratégia de cobertura, através de instrumentos financeiros, do risco de variação entre os preços de combustíveis no momento de compra e no momento de consumo, este impacto negativo é compensado ao nível dos resultados financeiros. O EBITDA recorrente subiu 13% (€26M) para €231M impulsionado por (i) uma subida de 5,6% (+€13M) na margem bruta recorrente dos PPA/CMECs, (2) alargamento do perímetro de consolidação do regime especial (+€8M) e (3) produção mini-hídrica mais elevada.

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS P.IBÉRICA - O EBITDA das actividades liberalizadas cresceu 64% (+€63M), impulsionado por um aumento de 37% (+€59M) na margem bruta e uma descida de 7% (€4M) nos custos operacionais. Do total da produção liberalizada, 78% foi vendida a clientes do retalho liberalizado. Como resultado da estratégia da EDP de contratação forward das vendas com fixação de margens, esta unidade atingiu uma margem bruta efectiva de €30/MWh (+23%). A EDP foi compradora líquida no mercado grossista, beneficiando de preços grossistas abaixo do seu custo marginal de produção (marcado pelas CCGTs espanholas). A produção a carvão cresceu 34%, com factores de produção de 76% bem acima dos factores médios em Espanha (46%). Globalmente, a produção das nossas unidades em mercado liberalizado decresceu 12% reflectindo a menor produção nuclear (-54% vs. 1T08 devido à paragem de 7 semanas de Trillo) e a menor produção de CCGT (-49% vs. 1T08 por razões comerciais). As vendas a clientes finais no mercado livre cresceram 36% vs 1T08 e o preço médio de venda subiu 9%.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA- O EBITDA caiu 4% (-€10M) para €218M reflectindo principalmente o desempenho da distribuição de electricidade (-€5M) e de gás em Portugal (-€8M). Na distribuição de electricidade em Portugal (71% do EBITDA das redes reguladas da P.Ibérica), os proveitos regulados foram ligeiramente afectados por uma redução de 0,9% no consumo de electricidade, com origem nos clientes industriais. De notar que reduções no consumo por parte dos clientes industriais têm um impacto reduzido nos proveitos regulados desta actividade.

O desempenho do EBITDA da distribuição de gás em Portugal foi penalizado pela revisão regulatória ocorrida em Jul-08 que alargou o período de concessão mas diminui a margem bruta de curto prazo.

PRODUÇÃO EÓLICA - O EBITDA da EDP Renováveis (EDPR) cresceu 23% (€29M) suportado por uma maior margem bruta nos EUA (+ 96%, +€30M). Nos EUA, a margem bruta do 1T09 ajustada de PTCs e outras receitas relativas a parceiros institucionais cresceu 92%, para €88M, graças a (i) volumes 75% mais elevados, suportados num aumento de 53% na capacidade instalada e factores de utilização 2 p.p. mais altos, de 40%, e (ii) dólar mais forte contra o euro. Este efeito foi apenas parcialmente compensado por uma diminuição de 6% no preço médio da electricidade. Na Europa, a diminuição de 35% da média de preço atingido na pool em Espanha foi parcialmente compensada por vendas forward contratadas, com um impacto positivo de €8M. O aumento da produção em 8% foi suportado por um aumento de 39% na capacidade instalada e um factor de utilização 3 p.p. mais baixo, em 28% (-2 p.p. para 29% em Espanha, -5 p.p. para 27% em Portugal e -9 p.p para 26% no resto da Europa). Em geral, a EDPR conseguiu gerar uma margem bruta na Europa de €110M no 1T09, em linha com o 1T08.

BRASIL - A partir de Out-08, na sequência da conclusão da operação de permuta de activos com o Grupo Rede, a empresa de distribuição Enersul foi excluída do perímetro de consolidação enquanto a central hidroeléctrica do Lajeado (73% da EDP vs 27.6% no 1T08) começou a ser consolidada integralmente. O EBITDA da Energias do Brasil recuou 30% (-€49M) vs.1T08, motivada por uma depreciação de 13% do Real contra o Euro. Também, o EBITDA da Energias do Brasil em moeda local recuou 20,3% no 1T09, para R\$335,6M, suportado por custos de reestruturação de RH (R\$13M), menor EBITDA na distribuição e abrandamento do crescimento no volume de electricidade vendida aos clientes. Isto foi compensado apenas parcialmente pela produção.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Provisões & Amortizações (€ M)	1T09	1T08	% Δ	Abs. Δ
EBITDA	849,1	808,7	5,0%	+40,4
Provisões	4,7	0,3	-	+4,4
Amortizações	338,5	293,1	15%	+45,4
Compensação amort. activo subsidiado	(26,2)	(26,6)	1%	+0,4
EBIT	532,1	541,8	-1,8%	-9,7
Resultados Financeiros (€ M)	1T09	1T08	% Δ	Abs. Δ
Juros financeiros líquidos	(159,7)	(168,8)	5,4%	+9,1
Diferenças de câmbio	4,8	2,1	-	+2,7
Rendimentos de particip. de capital	0,0	0,0	-	+0,0
Outros ganhos e perdas financeiros	(10,6)	(17,6)	40%	+7,0
Resultados Financeiros	(165,5)	(184,3)	10,2%	+18,8
Ganhos/(Perdas) Empresas Associadas (€ M)	1T09	1T08	% Δ	Abs. Δ
Setgás (19,8%)	0,9	0,9	1,1%	+0,0
CEM (21%)	1,7	2,7	-37%	-1,0
Turbogás (40%)	-	3,2	-	-3,2
DECA II (EEGSA (21%))	-	2,0	-	-2,0
Portsinés	0,8	0,1	-	+0,8
EDP Renováveis (subsidiárias)	0,6	0,6	10%	+0,1
Outros	0,5	0,3	-	+0,2
Total	4,6	9,8	-52,5%	-5,1
Ganhos/(Perdas) Alien. Activos Financ. (€ M)	1T09	1T08	% Δ	Abs. Δ
REN (1,5%)	-	17,0	-	-17,0
Edinfor (40%)	-	4,8	-	-4,8
Soto IV	12,9	-	-	+12,9
Outros	(0,0)	5,2	-	-5,2
Grupo EDP	12,9	27,0	-52,2%	-14,1
Taxa Imposto (€ M)	1T09	1T08	% Δ	Abs. Δ
Resultados Antes de Impostos	384,1	394,2	-2,6%	-10,1
IRC e Impostos diferidos	88,0	92,8	-5,1%	-4,8
Taxa de imposto efectiva (%)	22,9%	23,5%	-0,6 pp	-
Ganhos/(perdas) alien. operações descont.	-	-	-	-
Interesses Minoritários (€ M)	1T09	1T08	% Δ	Abs. Δ
EDP Renováveis	13,5	1,8	-	+11,7
HC Energia+Naturgas	0,8	1,4	-43%	-0,6
Portgás e subsidiárias	0,4	2,3	-83%	-1,9
Energias do Brasil	15,8	32,4	-51%	-16,6
Outros	0,3	0,2	50%	+0,1
Grupo EDP	30,8	38,1	-19%	-7,3

As **amortizações** cresceram 15.5% no período, devido a: i) um aumento nas amortizações da EDPR, decorrente dos aumentos de capacidade; ii) investimentos efectuados em infra-estruturas de dessulfurização nas centrais de produção em regime de CAE/CMEC; e iii) a entrada em operação da CCGT Soto 4 em Espanha, em Set-08.

Resultados financeiros:

i) Os juros financeiros líquidos diminuíram 5,4% no período, para €160M no 1T09, beneficiando de uma queda de 100pb no custo médio da dívida, de 5,7% no 1T08 para 4,7% no 1T09, em linha com a diminuição dos juros de curto prazo (de notar que cerca de 60% da dívida da EDP é de taxa variável sendo o seu principal indexante a Euribor a 3 meses, que caiu de 4,476% em Mar-08 para 2,007% em Mar-09). Este efeito compensou o aumento na dívida líquida média;

ii) Os outros resultados financeiros incluem: i) um montante de €29M no 1T09, para reflectir a diminuição do valor de mercado da participação de 3,2% que a EDP detém no BCP (vs. €33M no 1T08 que reflectiram a diminuição do valor de mercado da participação de 8% que a EDP detém na Sonaecom); ii) um custo líquido de €13M relacionado com a securitização do défice tarifário português (concluída em Mar-09); e iii) um ganho de €0,5M (vs €4,1M no 1T08) relacionado com operações de Hedging nos mercados energéticos;

Os **ganhos/perdas em empresas associadas** ascenderam a €4,6M no 1T09 (vs. €9,8M no 1T08): i) o valor do 1T08 inclui uma contribuição de €3,2M da Turbogás (vendida em Mai-08); e ii) o valor do 1T08 inclui uma contribuição de €2,0M da DECA II (vs. nenhuma contribuição no 1T09).

Os **ganhos/perdas na alienação de activos financeiros** totalizaram €12,9M no 1T09, no seguimento da entrada da Sonatrach no capital da CCGT Soto 4 (com uma participação de 25%), em linha com o definido na parceria estratégica criada em 2007. Os ganhos de capital no 1T08 incluem €17M da venda de uma participação de 1,5% na REN e um ganho de €4,8M resultado do exercício por parte da EDP da opção de venda sobre os 40% que detinha no capital da Edinfor.

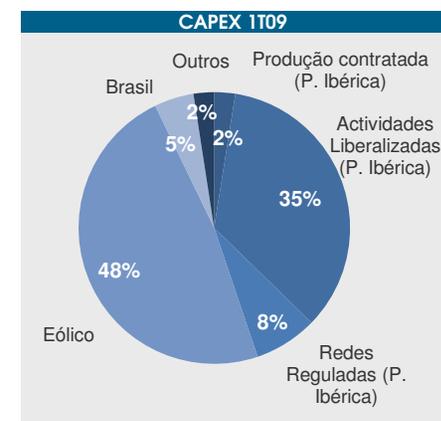
A **taxa efectiva de imposto** do Grupo EDP manteve-se estável em relação ao 1T08, em cerca de 23%.

Os **interesses minoritários** diminuíram 19% no período para €31M, devido a uma diminuição dos minoritários da Energias do Brasil decorrente: i) dos programas de recompra de acções e da compra de minoritários ligada ao cumprimento dos requisitos regulatórios subsequentes à permuta de activos Enersul/Lajeado (Out-08), tendo estas operações resultado num aumento da participação da EDP na empresa de 64,5% para 71,9%; e ii) de um menor resultado líquido no período (€35M em 1T09 vs. €68M no 1T08). Relativamente à EDPR, o forte aumento dos minoritários reflecte o IPO da EDPR que ocorreu em Jun-08 (free-float de 22.5%).

Investimento Operacional



Invest. Operacional (€ M)	1T09	1T08	% Δ	Abs. Δ	1T08	2T08	3T08	4T08	1T09	2T09	3T09	4T09
Prod. Contratada (P. Ibérica)	21,0	24,7	-14,8%	-3,7	24,7	27,2	45,4	42,7	21,0	-	-	-
Liberalizado (P. Ibérica)	292,2	85,6	241,4%	+206,6	85,6	167,2	101,7	162,4	292,2	-	-	-
Redes Reguladas (P. Ibérica)	63,4	58,9	7,7%	+4,5	58,9	73,9	88,8	139,2	63,4	-	-	-
Eólico	403,5	369,6	9,2%	+33,8	369,6	390,2	489,1	841,9	403,5	-	-	-
Brasil	39,7	57,0	-30,4%	-17,3	57,0	72,6	53,2	246,2	39,7	-	-	-
Outros	20,6	10,8	91,7%	+9,9	10,8	7,2	47,9	14,9	20,6	-	-	-
Grupo EDP	840,5	606,6	38,6%	+233,9	606,6	738,2	826,1	1447,3	840,5	0,0	0,0	0,0
Expansão	716,3	465,6	53,8%	+250,7	465,6	579,3	606,9	1.186,8	716,3	-	-	-
Manutenção	124,2	141,0	-11,9%	-16,8	141,0	159,0	219,2	260,4	124,2	-	-	-



Projectos que Entraram em Operação em 2009 (€ M)	MW ⁽¹⁾	Invest. '09
Eólico	99	208,8
Total	99	208,8

Projectos em Desenvolvimento (€ M)	MW	Invest. '09	Invest. Acumulado
Projectos em Construção			
Hídricas Portugal	866	22,1	126,0
Eólico	1.017	194,7	1.302,7
CCGT Pen. Ibérica	1.286	32,0	467,4
Carvão Brasil	360	4,6	183,3
Hídrica Brasil	52	4,9	66,1
Total	3.581	258,2	2.145,6
Concessão Hídricas		231,7	479,8
Total		489,9	2.625,4

O investimento operacional do Grupo EDP aumentou 39% no período (ou €234M) para €840M, devido essencialmente a um aumento de €251M do investimento operacional de expansão (que representa 85% do investimento operacional total). O principal factor de crescimento foi a nossa actividade de produção liberalizada na Península Ibérica, na sequência do pagamento de €232M relativos aos direitos de concessão das barragens de Fridão (231MW) e Alvito (220 MW). Note-se que 65% do investimento operacional da EDP no 1T09 foi alocado a operações com um baixo perfil de risco. No 1T09, a EDP instalou 99 MW de capacidade eólica. Além disso, em Mar-09, a EDP tinha cerca de 3,600MW de capacidade adicional em construção, tendo sido já investido um total de €2,146M. O investimento operacional de manutenção diminuiu cerca de 11% no período, devido à exclusão da Enersul do perímetro de consolidação, bem como a menores investimentos de Denox na nossa central a carvão de Sines.

Foram investidos €292M na nossa actividade de **produção liberalizada na Península Ibérica**, mais €207M do que no 1T08. €254M foram investidos em produção **hídrica** em Portugal, dos quais €232M dizem respeito ao pagamento dos direitos de concessão das centrais hidroeléctricas de Fridão (231MW) e Alvito(220MW) (entrada em operação prevista para 2016). O remanescente foi principalmente investido nos trabalhos de construção de 4 centrais hidroeléctricas: 3 repotenciações (Picote II, Bemposta II e Alqueva II, totalizando 696 MW) e uma nova barragem (Baixo Sabor com 170 MW). No que respeita ao investimento em **CCGTs**, foram investidos €32M durante o 1T09 nos trabalhos de construção de: i) Soto 5 em Espanha (424MW), com início de operações esperado em 2011; e ii) Lares I & II em Portugal (862W), com entrada em funcionamento esperado para o 3T09.

O investimento operacional nas **redes reguladas na Península Ibérica** cresceu 8% no período para €63M no 1T09, suportado por um aumento do investimento operacional na nossa actividade de distribuição em Portugal, para a expansão da rede (+5,666 Km) e melhoria da qualidade de serviço.

Na **energia eólica**, o investimento operacional ascendeu os €403M: i) €209M foram investidos nos 99 MW que entraram em operação no 1T09 (e também em capacidade instalada no final de 2008); e ii) €195M foram investidos em capacidade em construção no final de Mar-09 (1,017 MW) e em projectos ainda em desenvolvimento mas já com investimento comprometido (nomeadamente adiantamentos por conta de turbinas encomendadas).

No **Brasil**, o investimento operacional totalizou €40M no 1T09: i) €9M foram investidos na expansão da capacidade de produção, com a construção da central a carvão de Pécem com CAE (720 MW, detida em 50% pela Energias do Brasil) e com entrada em operação prevista para Dez-2011, e da Central hidroeléctrica de Santa Fé (29 MW) com entrada em funcionamento prevista para Jul-09; ii) €22M foram investidos na rede de distribuição de electricidade (capex de manutenção).

⁽¹⁾ EBITDA MW.

Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M)	1T09	1T08	% Δ	Abs. Δ
Resultado líquido antes de interesses minoritários	296,1	301,4	-2%	(5,4)
Amortizações Líquidas	312,3	266,5	17%	45,8
Provisões Líquidas	29,9	64,1	-53%	(34,2)
Outras variações não financeiras	(34,1)	(2,1)	-	(32,0)
Impostos	(10,0)	18,4	-	(28,4)
Outros ajustamentos	38,9	(32,5)	-	71,4
FFO	633,1	615,9	3%	17,2
Juros financeiros líquidos	161,6	173,9	-7%	(12,2)
Resultados de Associadas e outros investimentos	(4,6)	(9,8)	53%	5,1
Investimento em fundo de manei	724,2	(321,5)	-	1.045,7
Défice e Desvios Tarifários *	1.039,5	(234,6)	-	1.274,0
Cash Flow Operacional	1.514,3	458,5	230%	1.056
Investimento operacional de expansão	(716,3)	(465,6)	-54%	(250,7)
Investimento operacional em benfeitorias	(124,2)	(141,0)	12%	16,8
Variação de fundo manei de fornecedores de imobilizado	(224,4)	(34,5)	-551%	(190,0)
Cash Flow Operacional Líquido	449,4	(182,6)	-	632,0
Investimentos financeiros (líquidos) / Desinvestimentos	3,8	8,6	-56%	(4,8)
Juros financeiros líquidos pagos	(102,1)	(110,6)	8%	8,5
Dividendos recebidos de Associadas e outros investimentos	0,0	0,0	78%	0,0
Dividendos pagos	0,0	(0,0)	-	0,0
Recebimentos antecipados de parceiros instit. nos EUA	39,3	0,0	-	39,3
Outras variações não operacionais	(45,5)	133,8	-	(179,3)
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	344,9	(150,8)	-	495,7
Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	1T09	1T08	% Δ	Abs. Δ
PRINCIPAIS INVESTIMENTOS FINANCEIROS	13,2	54,1	-76%	(40,9)
Perímetro Consolidação EDP Renováveis	12,9	8,5	52%	4,4
Energias do Brasil	-	45,5	-	(45,5)
Outros	0,3	-	-	0,3
PRINCIPAIS DESINVESTIMENTOS FINANCEIROS	17,0	62,7	-73%	(45,7)
CCGT Soto IV	16,5	-	-	16,5
Perímetro Consolidação EDP Renováveis	-	7,7	-	(7,7)
Edinfor (40%)	-	55,0	-	(55,0)
Outros	0,5	-	-	-
Principais Investimentos Financeiros Líquidos	3,8	8,6	-56%	(4,8)

O **FFO** aumentou 3% no período para €633M, em linha com o crescimento do EBITDA. De notar que o FFO não incluem o impacto dos desvios tarifários nas actividades reguladas ou na produção contratada de longo prazo, reflectidos ao nível das variações do fundo de manei.

O **cash flow operacional** consolidado aumentou 2,3x no 1T09 para €1.514M reflectindo a venda sem recurso dos direitos ao recebimento do défice tarifário em Portugal acumulado em 2007 e 2008 num total de €1.2MM. Excluindo este acordo, os recebimentos futuros relativos à actividade regulada gerados no 1T09 contribuíram negativamente em €161M para o free cash flow da EDP no período, devido essencialmente a um aumento do défice tarifário em Espanha e a desvios negativos (com impacto em cash-flow) relativos aos CMECs no período, a serem recuperados nos próximos 2 anos. Excluindo recebimentos futuros relativos à actividade regulada, o investimento em fundo de manei aumentou €315M, reflectindo essencialmente um aumento na rubrica fornecedores, no 1T09.

O **investimento operacional de expansão** aumentou 54% no 1T09 para €716M, no seguimento do pagamento de €232M relativos aos direitos de concessão das centrais hidroeléctricas de Fridão e Alvito em Portugal. A redução no investimento operacional de manutenção está relacionada com a permuta de activos de distribuição/geração realizada no Brasil. O aumento no “fundo de manei relacionado com fornecedores de imobilizado” deve-se a pagamentos realizados no 1T09 associados a investimentos em activos fixos efectuados no 4T08.

Os **desinvestimentos financeiros** incluem principalmente o encaixe de capital resultante da entrada da Sonatrach no capital de Soto 4 (com uma participação de 25%). Os investimentos financeiros no 1T09 incluem a aquisição da CENAEEL por parte da EDPR, empresa que detém vários parques eólicos e projectos no Brasil. Esta operação foi aprovada em Fev-09.

No 1T09, a nossa subsidiária para o negócio de produção eólica nos EUA, recebeu dos parceiros institucionais €39M, relacionados com acordos assinados em Dez-08.

A diminuição dos **juros financeiros líquidos pagos** reflecte uma redução do custo médio da dívida consequência da queda das taxas de juro de curto prazo (note-se que c60% da dívida da EDP é de taxa variável).

Em conclusão, a dívida líquida no 1T09 diminuiu €0,3MM.

* inclui recebimentos por cedência de direito aos ajustamentos tarifários (€1.204M)

Balanço Consolidado



Activo (€ M)	Variação Trimestral			Variação Anual	
	Mar-09	Dez-08	Δ abs.	Mar-08	Δ abs.
Activos fixos tangíveis	21.706	21.126	581	18.760	2.947
Activos intangíveis	6.350	5.842	508	5.489	861
Investimentos financeiros	529	524	5	698	-170
Impostos diferidos activos	702	540	162	702	0
Inventários	240	277	-37	249	-9
Clientes (líquido)	1.816	1.759	58	2.009	-193
Outros Devedores (líquido)	3.847	4.845	-999	3.168	679
Act. Fin. ao justo valor através dos resultados	85	83	2	60	25
Caixa e equivalentes de caixa	1.473	714	760	663	810
Total do Activo	36.748	35.709	1.039	31.797	4.951
				(91,3)	
Capital Próprio (€ M)	Mar-09	Dec-08	Δ abs.	Mar-08	Δ abs.
Capital	3.657	3.657	-	3.657	-
Ações próprias e prémios de emissão acções	376	375	0	424	-48
Resultados e outras reservas	2.445	1.241	1.204	1.999	447
Resultado líquido atribuível accionistas da EDP	265	1.092	-827	263	2
Interesses Minoritários	2.249	2.182	67	934	1.315
Total do Capital Próprio	8.992	8.547	445	7.276	1.717
Passivo (€M)	Mar-09	Dec-08	Δ abs.	Mar-08	Δ abs.
Empréstimos (médio e longo -prazo)	12.069	10.874	1.194	10.387	1.194
Empréstimos (curto-prazo)	3.034	3.812	-778	2.179	-778
Provisões para riscos e encargos	331	324	7	373	-42
Conta de hidráulicidade	240	238	3	230	10
Impostos diferidos passivos	676	656	20	647	29
Credores e outros passivos (líquido)	11.405	11.258	147	10.796	609
Total do Passivo	27.756	27.162	594	24.613	1.023
Total do Capital Próprio e Passivo	36.748	35.709	1.039	31.889	2.739
Recebimentos futuros da act. regulada (€ M)	Mar-09	Dec-08	Δ abs.	Mar-08	Δ abs.
Portugal ⁽¹⁾	(36)	1.145	-1.182	446	-483
Espanha	475	415	60	239	236
Brasil ⁽¹⁾	55	56	-2	60	-6
Revisibilidade dos CMEC's	359	275	84	208	151
Total	852	1.891	-1.039	954	-102
Prov. para benef. sociais e I. Partnership (€ M)	Mar-09	Dec-08	Δ abs.	Mar-08	Δ abs.
Pensões ⁽²⁾	1.062,4	1.082,9	-20,5	934,7	127,6
Actos Médicos	758,3	751,0	7,3	785,6	-27,3
"Institutional Partnership" - Passivo ajustado ⁽³⁾	924,2	851,8	72,3	620,4	303,8
Total	2.744,8	2.685,7	59,1	2.340,7	404,1

O **activos tangíveis fixos** aumentaram €2,9MM vs Mar-08 e €0,6MM vs Dez-08 para €21,7MM na sequência dos investimentos realizados na construção de novas centrais eléctricas, nomeadamente eólicas e CCGTs. O aumento de €0,5MM vs Dez-08 dos activos intangíveis está relacionado com o pagamento de €232M relativo ao direito de concessão das centrais hidroeléctricas de Fridão/Alvito em Portugal e com o impacto sazonal do aumento, ao nível de existências, de direitos de emissão de CO2 (impacto de €253M totalmente compensado por um aumento similar do lado do passivo ao nível de credores). Note-se que em Mar-09, o balanço da EDP incluía €4,4MM de imobilizado em curso, (15,5% do total de €28MM dos 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 €614M em Mar-09, incluindo essencialmente as nossas participações financeiras no BCP (3%), REN (3,5%), Ampla (7,7%), Deca (21%), CEM (21%) e Sonaecom (8%).

A rubrica **outros devedores** registou uma forte queda de €1,0MM vs Dez-08, no seguimento da securitização em Mar-09 de €1,2MM do défice tarifário gerado em 2007 e 2008. Em Mar-09, o balanço da EDP continuava a incluir €797M de activos regulatórios líquidos (ex-Brasil).

O aumento de €0,4MM em **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** vs Mar-08 reflecte o resultado líquido no período e o pagamento do dividendo anual de €455M em Mai-08. O aumento de €1,2MM na mesma rubrica relativamente a Dez-08 reflecte o resultado líquido de €265M no período e uma maior variação da rubrica reservas (cambiais, variação do valor de activos financeiros, etc.).

O aumento de €1,3MM dos **interesses minoritários** está principalmente relacionado com o IPO da EDP Renováveis que teve lugar em Jun-08 através de um aumento de capital que levou a uma diminuição da participação da EDP na empresa de 100% para 77,5%.

Os €11,4MM de credores e outros passivos incluem €1,8MM 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 aumento de €147MM vs Dez-08 em **credores e outros passivos** reflecte o reconhecimento de um superávit tarifário no 1T09 na actividade de comercialização de último recurso em Portugal, a ser paga ao sistema através de tarifas no futuro, o aumento sazonal de licenças de emissão de CO2 e uma quebra em fornecedores correntes e de imobilizado.

Os **passivos ajustados de parcerias institucionais**, relacionados com investimento feitos por parceiros financeiros nos nossos parques eólicos nos EUA totalizaram €924M em Mar-09. Este montante de investimento deverá ser gradualmente reduzido ao longo da vida útil de cada parque eólico.

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

⁽³⁾ Ajustado por proveitos não-recorrentes diferidos

⁽²⁾ 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

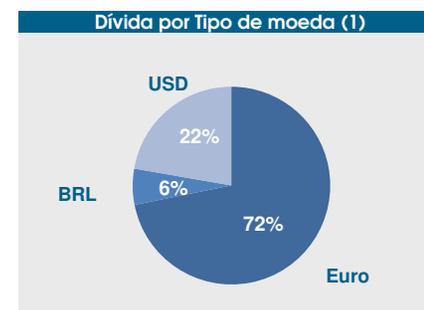
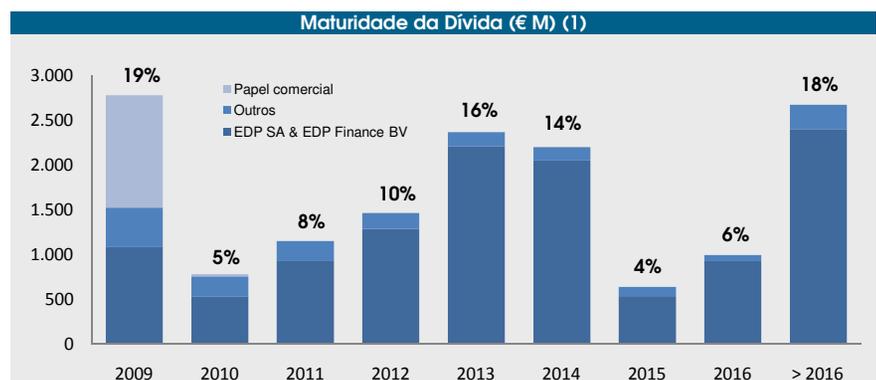
Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por empresa (€m)	1T09	YE2008	EDP %
EDP S.A. and EDP Finance BV	12.747,1	12.417,5	100%
EDP Produção	195,5	190,2	100%
HC Energia	512,4	448,7	97%
EDP Renováveis	555,1	558,1	78%
Portgás	104,6	111,4	72%
Energias do Brasil	934,7	935,5	72%
Outros	0,0	(0,0)	-
Dívida Financeira Nominal	15.049,3	14.661,5	
Juros da dívida a liquidar	143,8	142,2	
Dívida Financeira Nominal+Juros a Liquidar	15.193,1	14.803,7	
"Fair Value"(dívida coberta)	(90,2)	(117,3)	
Dívida Financeira	15.102,9	14.686,3	
Caixa e Equivalentes	1.473,2	713,6	
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	1.052,1	290,1	
HC Energia e Subsidiárias	30,3	23,8	
EDP Renováveis	251,7	229,7	
Portgás	1,5	-	
Energias do Brasil	137,6	170,0	
Activos financeiros deitados para negociação	85,1	83,2	
Dívida Líquida do Grupo EDP	13.544,6	13.889,5	

Rating da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	A-/Stab/A2	A2/Neg/P1	A-/Stab/F2
Último Relatório de Rating	03-07-2008	19-10-2007	06-02-2009

Rácios de Dívida	1T09	YE2008
Dívida Líquida / EBITDA	4,0x	4,4x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado activos reg.	3,7x	3,8x



A dívida líquida/EBITDA e dívida líquida/EBITDA ajustada de recebimentos futuros da actividade regulada EDP no 1T09 foi 4,0x e 3,7x respectivamente.

Em Fev-09, a Fitch manteve o rating de longo prazo da EDP em 'A-' atribuindo outlook estável. Em Jul-08 e reflectindo o IPO da EDP Renováveis, que gerou um encaixe de €1,56 mil milhões de euros, a agência de rating S&P reviu o outlook do rating da EDP de negativo para estável.

Em Mar-09, a EDP contratou um financiamento na modalidade "revolving" num total de €1.600M. Este contrato de financiamento revolving substitui os €1.300M obtidos na mesma modalidade em 2004 e que vencia em Julho de 2009, mantendo o seu propósito: suporte de liquidez. A transacção inicialmente prevista para um montante de €1.000M, foi fechada com um rácio de 1,6 vezes superior. Esta operação foi realizada em "Club deal", envolvendo 19 bancos internacionais.

Em Fev-09, a EDP assinou com o Banco Europeu de Investimento um financiamento de €145M com prazo de 15 anos, com vista ao financiamento de dois projectos de re-potenciação das centrais hídricas de Picote II (+241 MW) e Bemposta II (+191 MW).

Em Fev-09, a EDP emitiu títulos de dívida no montante de €1.000M com maturidade em Fev-14. Estes financiamentos reforçam a flexibilidade financeira tendo em vista os refinanciamentos a ocorrer durante 2009 e permitindo o alongamento do prazo de maturidade da dívida.

Um montante significativo da emissão acima apresentada foi convertido em USD, aumentando o peso desta moeda e da taxa fixa na dívida consolidada do grupo (67% variável/33%fixa em 2008 vs. 60%variável/40%fixa no 1T09).

A nossa principal taxa de referência é a Euribor a 3 meses.

Para 2009, irá vencer uma emissão de obrigações no montante de €1MM com maturidade em Out-09.

Em Mar-09, a EDP contratou linhas de crédito que totalizaram €3.728M dos quais €2.590M ficaram disponíveis. No total, a EDP tem €4.063M de caixa e linhas de crédito disponíveis.

A rubrica caixa e equivalentes aumentou 106% devido à cedência de forma plena e sem recurso dos direitos ao recebimento do ajustamento tarifário de 2007 e 2008 em Mar-09 (€1.204m).



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balança Eléctrico (GWh)	Portugal			Espanha		
	1T09	1T08	Δ%	1T09	1T08	Δ%
Hidroeléctrica	3.033	1.237	145%	7.833	3.498	124%
Nuclear	-	-	-	14.240	16.523	-14%
Carvão	3.103	3.207	-3,2%	11.258	14.085	-20%
CCGT	2.323	3.362	-31%	15.840	23.310	-32%
Fuel/Gas/Diesel	211	73	188%	514	384	34%
Auto-Consumo	-	-	-	(1.906)	(2.227)	14%
(-) Bombagem	(148)	(255)	42%	(1.160)	(1.222)	5,1%
Regime Convencional	8.522	7.624	12%	46.617	54.352	-14%
Eólica	1.738	1.512	15%	9.458	8.614	10%
Outras	1.747	1.486	18%	10.507	9.620	9,2%
Regime Especial	3.485	2.998	16%	19.965	18.234	9,5%
Importação / (Exportação)	994	2.532	-61%	(1.568)	(2.312)	32%
Consumo Referido à Emissão	13.001	13.154	-1,2%	65.015	70.274	-7,5%
Evolução corrigida de temperatura e dias úteis			-1,6%			-9,0%

Procura de Gás (GWh)	Portugal			Espanha		
	1T09	1T08	Δ 09/08	1T09	1T08	Δ%
Procura Convencional	n.a.	7.349	-	71.990	79.439	-9%
Procura para Produção de Electricidade	4.675	6.593	-29%	33.084	47.710	-31%
Procura Total	n.a.	13.942	-	105.074	127.149	-17%

A procura de electricidade no Mercado da P. Ibérica caiu 6,5% no 1T09, afectada por uma menor procura do segmento industrial. Apesar disso, a procura em Portugal (-1,2% vs. 1T08) provou ser mais resiliente do que em Espanha (-7,5%).

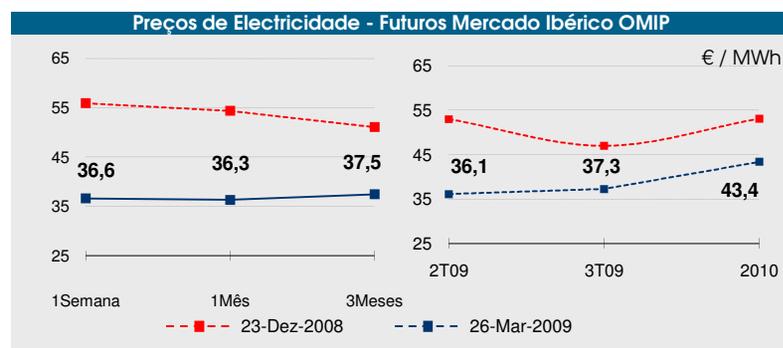
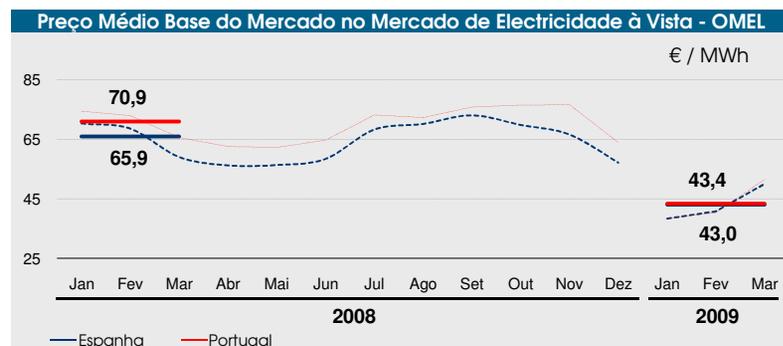
Como resultado do efeito combinado de uma menor procura de electricidade, maior produção hídrica (+130% vs. 1T08), eólica (+10%) e de outras tecnologias do regime especial (+9%), a procura residual térmica caiu 25% (-11 TWh) vs. 1T08. Esta queda foi mais forte em Espanha que em Portugal, com este a beneficiar de uma queda de 60% das importações líquidas. Mesmo assim, note-se que a procura residual térmica foi influenciada pela menor disponibilidade da capacidade nuclear (produção -14%) devido a paragens em Trillo 1, Garona e Vandellos 2.

O aumento da produção hídrica (responsável por 14% da produção total do sistema) foi suportada por um trimestre de precipitação média quase normal (produção equivalente a 82% da média histórica) em comparação com um trimestre bastante seco em 2008. O aumento da produção eólica (14% da produção do sistema) reflectiu um aumento de 12% da capacidade instalada no último ano e um factor de utilização médio de 27%. A produção a carvão foi mais barata que a gás, reflectindo (i) custos de CO2 mais baixos (-48% vs 4T08) e (ii) um ajustamento mais lento dos custos de gás à queda do preço de Brent desde Junho de 2008. Como consequência, a diminuição na produção CCGT (-32%) foi mais acentuada que nas centrais a carvão. Efectivamente, durante grande parte do 1T09, as centrais a carvão trabalharam na base, conduzindo a um factor de utilização médio de 54% na P.Ibérica (46% em Espanha). Por outro lado, as CCGTs registaram um factor de utilização médio de 37%, em parte influenciado por factores de utilização mais altos em Portugal (50% vs. 34% em Espanha).

A diminuição dos preços de fuel e de custos com CO2, em conjunto com a diminuição da procura de energia térmica no 1T09 (-18% vs 4Q08) levaram a uma diminuição do preço à vista médio da electricidade de 33% vs 4Q08 em Espanha. Em Portugal, apesar das restrições da capacidade interligação em 61% das horas, o preço médio da pool no 1T09 foi apenas €0,4/MWh mais elevado do que em Espanha (vs. €5/MWh em 1T08), devido a menor disponibilidade de capacidade nuclear em Espanha e maior precipitação.

No Mercado de gás, a queda na procura foi mais acentuada (-17% em Espanha), não apenas devido a menor consumo nas CCGTs (-30%) mas também devido a menor procura convencional (-9% em Espanha) reflectindo a maior sensibilidade do gás à procura industrial.

Capacidade Instalada de Electricidade (MW)	Península Ibérica		
	1T09	1T08	Δ%
Hídrica	21.248	21.248	-
Nuclear	7.439	7.439	-
Carvão	12.210	12.072	1,1%
CCGT	22.878	20.078	14%
Fuel/Gas/Diesel	5.952	6.427	-7,4%
Eólica	19.072	17.031	12%
PRE's (Outras)	15.351	12.560	22%
Total	104.150	96.854	8%



Factores Chave dos Custo de Produção	1T09	1T08	Δ%
Coefficiente de Hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,82	0,31	165%
Espanha	0,82	0,3	173%
Direitos de emissão de CO ₂ (€/ton) ₁	11,4	22,0	-48%
Carvão (API2 CIF ARA) USD/t ₁	81,0	112,4	-28%
Gás (CMP) €/MWh ₁	26,7	22,0	21%
Brent (USD/Barrel) ₁	45,5	95,9	-53%
Eur/USD ₁	1,31	1,50	-13%

₁ Média no período

Produção Contratada L.P. no Mercado Ibérico: CAEs/CMECs e Regime Especial



Resultados (€ M)	1T09	1T08	Δ%	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	323,8	420,6	-23%	-97
Receitas no mercado 1	252,0	336,9	-25%	-85
Desvio anual 2	98,5	106,0	-7,1%	-7,5
Acréscimo de Proveitos CAE/CMECs 3	(44,1)	(39,7)	-11%	-4,4
Anuidade de CMECs 4	17,4	17,4	-	-
Custos Directos: CAEs/CMECs	92,5	165,6	-44%	-73
Carvão	65,5	63,3	3,6%	+2,3
Fuel	13,0	8,1	62%	+5,0
CO2 e Outros Custos (líquidos)	14,0	94,3	-85%	-80
Margem Bruta CAEs/CMECs	231,3	255,0	-9,3%	-24
Térmica (Cogeração, Resíduos e Biomassa)	12,7	13,4	-5,5%	-0,7
Mini-hídricas	14,7	3,7	300%	+11
Margem Bruta Regime Especial	27,4	17,1	60%	+10
Custos Operacionais	38,6	44,6	-13,6%	-6,1
EBITDA	220,2	227,5	-3,2%	-7
Amortizações & Provisões Líquidas	64,9	57,3	13%	+8
EBIT	155,2	170,1	-8,8%	-15

Em Res. Financ.: **Ganhos Hedging (Liq.)** 7,1 (5,3) - +12

Empregados 1.464 1.479 -1,0% -15

CAE/CMECs: Dados-chave	1T09	1T08	Δ %	Δ Abs.
Factor Disponib. Real/Contratada (Km)				
Hídrica	1,0	1,0	-1,8%	-0,0
Térmica	1,1	1,1	1,8%	+0
Capacidade Instalada (MW)	6.987	6.987	-	-
Hídrica	4.094	4.094	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Fueóleo	1.713	1.713	-	-

Regime Especial: Dados-chave	1T09	1T08	Δ %	Δ Abs.
Produção de electricidade (GWh)	533	395	35%	+138
Mini-Hídricas Portugal	169	40	318%	+128
Térmica em Portugal	199	185	7,7%	+14
Térmica em Espanha*	165	170	-3%	-4
Tarifa média (€/MWh)				
Mini-Hídricas Portugal	87	91	-4,1%	-4
Térmica em Portugal	102	92	11%	+10
Térmica em Espanha *	131	105	25%	+26

Investimento Operacional (€ m)	1T09	1T08	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	11,9	21,4	-45%	-10
Recorrente - Hídricas	4,1	0,9	373%	+3
Recorrente - Térmicas	2,1	3,5	-39%	-1,3
Não Recorrentes (ambiental)	5,6	17,0	-67%	-11
Regime Especial	9,2	3,3	178%	+5,9
Expansão	8,2	2,7	202%	+5,5
Manutenção	1,0	0,6	67%	+0,4
Total	21,0	24,7	-15%	-3,7

No 1T09, a **margem bruta da produção contratada** de LP caiu 5% (-€13m), penalizada por perdas não recorrentes de €13M (vs. um ganho de €23M no 1T08): (1) perda de €13M (vs. um ganho de €19M no 1T08) com origem num custo de combustíveis consumidos acima dos índices internacionais, nos CAE/CMEC's e (2) ganho de €3,8M registado no 1T08 respeitantes a um ajustamento relacionado com CAEs no 1S07. Note-se que como reflexo da nossa estratégia de cobertura através de instrumentos financeiros do risco de variação do preço de combustíveis entre o momento de compra e o momento do consumo, este impacto negativo é compensado ao nível dos resultados financeiros.

A **margem bruta recorrente em CAE/CMEs** foi 6% (€13M) superior ao 1T08. Por um lado, a subida foi suportada por: (1) rácios de disponibilidade (nas centrais térmicas) acima do contratado; (2) margem bruta indexada ao CPI, (3) acréscimo de margem contratada resultante do investimento em Desox na central de carvão de Sines, as quais envolveram um investimento de €196M (últimos 50% comissionados em Jun-08). Por outro lado, houve algumas centrais hídricas cujo nível de disponibilidade foi penalizado por trabalhos de manutenção, que continuarão até Jun-09 (Frades) e até final de 2009 (Aguieira e Cabril).

Anualmente, é calculado o ajustamento ao CMECs resultante de diferenças entre os pressupostos iniciais e as condições reais de mercado. Este montante é recebido até 24 meses após o ano em que ocorre, através da tarifa paga por todos os consumidores. No 1T09, o montante calculado a receber aumentou €84m para €359m, como resultado de menores margens obtidas no Mercado (relativamente às assumidas no cálculo de CMECs) e de produção hídrica abaixo do ano hídrico médio.

A **margem bruta do regime especial** aumentou 60% (+€10m) no 1T09. As mini-hídricas registaram uma margem bruta superior em €11M: (1) +€3m resultante da maior produção, beneficiando de condições meteorológicas mais favoráveis e (ii) +€8m com a inclusão no perímetro de consolidação da Pebble Hydro (89MW), a partir de Jul-08. As centrais térmicas em regime especial registaram uma quebra de 6% (-€1M) na margem bruta, penalizadas por menores volumes, nomeadamente em cogeração e resíduos (influenciados pelo abrandamento da actividade económica), e maiores custos de produção.

No 1T09, o **EBITDA da produção contratada LP** caiu 3% (-€7M) vs 1T08, reflectindo a queda de resultados com combustíveis (-€36M). O EBITDA recorrente cresceu 13% (+€26M), para €231M, suportado por um bom controlo de custos, a integração da Pebble Hydro e Rodão Power (€8M), uma margem bruta recorrente estável.

O **Investimento operacional** nesta área ascendeu a €21M no 1T09, tendo 67% deste valor sido afecto a projectos de expansão: (1) € 6M em instalações de Denox em Sines, a arrancar até 2011, com retorno até 2017 e remuneração a 8,5% ROA antes de inflação e impostos; (2) nova capacidade sob regime especial, nomeadamente cogeração (24MW no Barreiro, com início em 2010) e projectos de biomassa (40 MW com início em 2009). O Investimento operacional de manutenção totalizou €7,2M no 1T09 (vs. €5M no 1T08) reflectindo trabalhos de manutenção em várias centrais hídricas.

Em Jul-07 os contratos de longo prazo que a EDP tinha com o sistema regulado de electricidade de Portugal (CAEs) foram substituídos pelo sistema financeiro CMECs para conciliar: (1) a preservação do VAL dos CAEs, 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 da conta de resultados, a margem bruta total resultante do novo sistema CMECs deverá manter o perfil dos antigos CAEs nos próximos 10 anos.

Em relação ao detalhe da margem bruta em CAE/CMECs existem 4 componentes:

- (1) Receitas em Mercado**, resultante das vendas de electricidade em mercado, incluindo serviços de sistema e garantia de potência;
- (2) Desvio Anual**, 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.
- (3) Acréscimo de proveitos CAEs/CMECs**, reflectindo as diferenças no período, em termos de cash-flow, entre CAEs e CMEC, conforme assumido no início do sistema;
- (4) Base CMEC Fee**, a renda mensal fixa de €6,8M a ser recebida pela EDP através das tarifas reguladas nos próximos 20,5 anos do sistema CMECs, se não securitizado antes.

* Não inclui Millenium Energy

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



Resultados (€ m)	1T09	1T08	Δ%	Δ Abs.
Margem bruta	217,2	158,6	37%	+59
Produção de Electricidade	166,7	116,1	44%	+51
Portugal	57,5	44,7	29%	+13
Espanha	108,6	67,7	60%	+41
Ajustamentos	0,5	3,7	-86%	-3,2
Comercialização de Electricidade	14,6	19,7	-26%	-5,1
Comercialização de Gás	35,8	22,8	57%	+13
Custos Operacionais	56,2	60,2	-6,6%	-4,0
EBITDA	161,0	98,4	64%	+63
Provisões	3,6	1,2	209%	+2,4
Depreciações e Amortizações Líquidas	49,1	33,0		+16
EBIT	108,3	64,2	69%	+44
Em Resultados Financeiros				
Ganhos (Perdas) Hedging em Merc. Energéticos	0,5	4,1	-88%	-4

Performance Electricidade	1T09	1T08	Δ%	1T09	1T08	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh)		
Produção Electricidade	4.594	5.246	-12%	31,2	37,0	-16%
Compras de Electricidade	1.298	780	66,5%	47,7	68,4	-30%
Total de Electricidade	5.892	6.026	-2%	34,9	43,0	-19%
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh)		
Perdas na Rede	76	178	-57,3%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - Ref. Liberaliz.	3.721	2.732	36%	67,0	61,5	9%
Mercados Grossistas						
A Vista ¹	564	2.898	-81%	58,6	74,6	-21,5%
A Prazo	1.531	218	601%	63,4	66,6	-4,7%
Volume Total	5.892	6.026	-2%	65,3	67,7	-3,6%
Mg. Bruta Média (€/MWh) ²				30,4	24,7	23%

Origens e Destinos de Gás (GWh)	1T09	1T08	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas	4,0	6,6	-40%	-2,6
Vendido a Clientes Finais - Retalho Liberaliz.	6,0	6,7	-11%	-0,7

O **EBITDA das actividades liberalizadas** cresceu 64% (+€63M), impulsionado pela subida em 37% (+€59M) da margem bruta e uma queda de 7% (€4M) dos custos operacionais. O crescimento da margem bruta foi suportado pela produção de electricidade e comercialização de gás, em Espanha. A margem bruta da produção em Espanha cresceu 60% (+€41M), com maiores volumes e margens na produção a carvão (+€37M vs. 1T08), maior produção hídrica (+€17M) e maiores ganhos com garantia de potência (+€4M motivado por nova capacidade), que não foram totalmente compensados por maiores custos de CO2 (€8M) e menor contribuição da central nuclear de Trillo (-€7M). A margem bruta na comercialização de gás aumentou 57% (€13M) vs. 1T08 suportada por uma melhoria das margens em vendas a clientes, que deverá ser diluída nos próximos trimestres. A queda dos custos operacionais foi suportada por custos mais baixos do CO2 clawback (-€6,5M)

Dos volumes da produção liberalizada de electricidade, 78% foi vendida a clientes de retalho.

Volumes: As nossas vendas a clientes de retalho aumentaram 36% reflectindo novas oportunidades de crescimento criadas pelas tarifas de 2009 em Portugal e pelo fim das tarifas reguladas para clientes industriais (excluído G4) em Jun-08, em Espanha. Adicionalmente, as vendas cobertas no mercado grossista a prazo (OTC, leilões regulados e OMIP) aumentaram significativamente. Note-se que muitos destes contratos foram firmados em 2008, antes da queda de preços de electricidade. A EDP foi um comprador líquido no mercado à vista, beneficiando de preços de electricidade abaixo do seu custo marginal de produção (definido pelas CCGTs espanholas). Em termos globais, a produção das nossas centrais liberalizadas desceu 12% reflectindo a menor produção nuclear (-54% vs. 1T08 devido à paragem de 7 semanas de Trillo) e menor produção CCGT (-49% por razões comerciais).

Margens: No 1T09, a margem bruta média atingida no nosso negócio liberalizado de electricidade aumentou 23% (+€5,7/MWh) para €30/MWh, suportado por custos de abastecimento 19% (8,1/MWh) mais baixos e preços efectivos 3,6% mais baixos vs 1T08. A diminuição do custo médio de abastecimento foi motivada por: (1) custo unitário de emissão de CO2 mais baixo, (2) menor custo com combustíveis, nomeadamente gás em Portugal e carvão em Espanha e (3) maior peso do carvão no mix de produção. O preço médio diário de venda efectivo caiu 3,6% vs 1T08, suportado por: (1) preço efectivo de venda no mercado à vista de €58,6/MWh (-22% vs 1T08) suportado por um preço médio de venda na pool de €47,4/MWh e receitas de sistema e (2) €63,4/MWh obtidos no mercado a prazo. Por sua vez, o preço médio de venda a clientes retalho aumentou 9%. Esta performance reflecte a estratégia de hedging de sucesso de contratos forward das vendas, abastecimento de combustíveis e fixação de margens. Para 2009, a EDP tem já contratada mais de 90% da produção esperada no mercado da P.Ibérica, a preços que rondam €60/MWh, fixando as margens de carvão (CDS) acima de €20/MWh e as de gás acima de €15/MWh. Para 2010, a EDP já tem contratada mais de 50% da produção esperada a preços a cima dos níveis actuais do mercado a prazo.

A nossa actividade de abastecimento de gás baseia-se actualmente num portfolio de 4,5 bcm/ano em contratos de longo prazo. No 1T09, o nosso consumo de gás caiu 25% vs. 1T09, para 10 TWh, reflectindo um abrandamento no retalho e menor consumo das nossas unidades CCGTs/cogeração. No futuro, esperamos que as necessidades de gás aumentem, suportadas por: (1) aumento das horas de funcionamento das nos CCGTs, em Espanha em particular, (2) início de actividade de Lares 1 e 2 em Jul-09 e Set-09, respectivamente, (3) início da actividade de retalho de gás liberalizado em Portugal, esperada nos próximos meses.

A nossa actividade de abastecimento de gás está actualmente baseada em contratos forward de aquisição, para a importação de carvão. Adicionalmente, alargamos recentemente, até 2012, o nosso contrato de fornecimento de carvão nacional com a Hunosa.

(1) Inclui a totalidade das receitas no mercado à vista, incluindo serviços de sistema, receitas em mercado de restrições, mercado diário e intra-diário.

(2) Margens efectivas líquidas de CO2: equivalente ao preço médio de venda, líquido de custos variáveis com custo de emissões de CO2.

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



Resultados (€ m)	1T09	1T08	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	166,7	116,1	44%	+51
Portugal	57,5	44,7	29%	+13
Espanha	108,6	67,7	60%	+41
Fornecimentos e Serviços Externos	17,1	15,0	15%	+2
Custos com Pessoal	10,9	10,7	1,6%	+0
Custos com Benefícios Sociais	1,3	1,3	-4,4%	-0
Outros custos Operacionais (Liq.)	7,0	16,5	-58%	-9
Custos Operacionais	36,3	43,5	-17%	-7
EBITDA	130,4	72,6	80%	+58
Provisões	2,7	0,2	1629%	+3
Depreciações e Amortiz. Líquidas	48,3	32,3	49%	+16
EBIT	79,4	40,1	98%	+39
Empregados	813,0	833,0	-2%	-20
Dados-chave	1T09	1T08	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	4.594	5.246	-12,4%	-653
CCGT	1.476	2.866	-49%	-1.390
Carvão	2.390	1.783	34%	+607
Hidroeléctrica	581	279	108%	+302
Nuclear	147	318	-54%	-172
Custos Variáveis (€/MWh)	31,2	37,0	-16%	-5,8
CCGT	43,7	50,5	-14%	-6,8
Carvão	32,9	27,2	21%	+6
Hidroeléctrica	-	-	-	-
Nuclear	3,0	3,1	-3,5%	-0
Factores de Utilização (%)				
CCGT	28%	66%	-28p.p.	-
Carvão	76%	56%	+76p.p.	-
Hidroeléctrica	30%	14%	+30p.p.	-
Nuclear	44%	94%	-44p.p.	-
Capacidade Instalada (MW)				
CCGT	2.405	1.987	21%	+418
Carvão	1.460	1.460	-	-
Hidroeléctrica	910	910	-	-
Nuclear	156	156	-	-
Fuelóleo	165	165	-	-
Investimento Operacional (€m)	1T09	1T08	Δ%	Δ Abs.
Expansão	286,4	74,6	284%	+212
CCGT	32,0	66,1	-52%	-34
Hidroeléctrica	254,5	8,5	2907%	+246
Maintenance	3,9	10,6	-63%	-7
Recorrente	4,1	9,1	-54%	-5
Não Recorrente (ambiental)	(0,2)	1,5	-	-2
Total	290,3	85,2	241%	+205

A performance de produção de electricidade em Mercado ficou marcada por menores custos médios por MWh, maiores volumes de produção a carvão em Espanha e custos operacionais mais baixos (-17%, -€7M) decorrentes de menores custos com o CO2 Clawback. 78% da nossa produção total foi vendida a clientes de retalho no mercado livre. No 1T09, a produção total caiu 13% (0,68TWh) vs. 1T08 e o custo médio de produção recuou 15%.

No 1T09, o custo de produção a carvão foi inferior ao de gás, devido a menores custos de CO2 (-48% vs.1T08) e ao hiato temporal entre a diminuição do preço de brent e o ajustamento no custo com os contratos de gás LP, nomeadamente nos nossos contratos de gás em Espanha.

CCGTs: A **produção** das nossas CCGTs diminuiu 49%. Em Portugal, a produção das CCGTs (50% da nossa capacidade instalada CCGT na P. Ibérica) diminuiu 34% vs. 1T08. Esta comparação é penalizada por um factor de utilização muito elevado no 1T08, proporcionado por um trimestre muito seco e por restrições de interligação com Espanha. Mesmo assim, o factor de utilização em Portugal manteve-se em 51%, bastante acima da média em Espanha (34%) fruto de: (1) margem de reserva mais baixa em Portugal, (2) restrições de interligação entre Portugal e Espanha e (3) as nossas condições competitivas de abastecimento de gás. Nas nossas CCGTs espanholas o maior hiato entre a evolução do preço do brent e as condições de abastecimento de gás justificou a estratégia comercial de baixos factores de utilização no 1T09 - uma situação ultrapassada no início de 2T09. Em relação aos **custos médios de produção**, refiram-se dois movimentos opostos: (1) Em Portugal, a diminuição de 14% vs. 1T08 (25%vs.4T08) no custo médio de produção a gás reflectiu as condições competitivas de fornecimento do nosso portfólio e os preços mais baixos de CO2 (resultante de custos unitários de produção mais baixos de um menor défice de licenças de emissão de CO2); (2) em Espanha, o custo de fornecimento de gás manteve-se elevado, reflectindo ainda os máximos no preço de brent (a queda do preço brent apenas se reflectiu de Abril em diante).

Carvão: A **produção** subiu 34% vs.1T08 reflectindo um factor de utilização de 76% (vs 56% no 1T08 e acima dos 46% de média em Espanha). Os principais factores foram: (1) o menor custo de produção a carvão quando comparado com o gás, impulsionado por custos de CO2 mais baixos e pelo desfaseamento entre o preço de brent e o ajustamento no custo com os contratos de gás LP na P. Ibérica; (2) paragem de Soto 3 para trabalhos de manutenção e investimentos de Desox durante todo o 1T08 e (3) nível de eficiência das nossas unidades muito acima da média de Espanha. O **custo variável** de carvão aumentou 21% (ainda que estável face ao 4T08), penalizado por (i) custo de carvão mais elevado (vs. 1T09), afectado pelo baixo custo do carvão consumido no 1T08 (adquirido em 2007) e pela menor contribuição de gases de gases siderúrgicos em Aboño, e (ii) maior défice de emissões de CO2 devido a maior produção a carvão.

Hídrica e Nuclear: A **produção** hídrica disparou +108% vs 1T08, reflectindo maior pluviosidade neste trimestre (vs. um 1T08 muito seco). Por outro lado, a produção nuclear diminuiu 54% vs. 1T08 como consequência da paragem de Trillo para trabalhos de manutenção e reabastecimento de combustível durante 7 semanas.

Os **custos operacionais** recuaram 17% (-€7M) no 1T09 reflectindo custos mais baixos com o CO2 clawback (€7.3M vs €14M no 1T08), por um lado, e custos mais elevados decorrentes de trabalhos de manutenção na central de Trillo, por outro.

O **Investimento Operacional** na produção liberalizada totalizou €290M (+€205M vs. 1T08), quase exclusivamente afecto a projectos de expansão: (1) €232M para o pagamento dos direitos de concessão de Fridão e Alvito (Jan-09), (2) €23M na execução de Picote II, Bemposta II, Alqueva II (repotenciações) e Baixo Sabor (nova barragem), com arranque previsto em 2011/13, (3) €24M nos trabalhos de construção de 3 novos grupos CCGT. Lares 1 e Lares 2 em Portugal (862MW, €458M de investimento total), absorveram €12M do investimento operacional, com 83% do total já comprometido e o início de operação agendado para Jul-09 e Set-09. O Investimento em Soto 5 (424 MW, com início em 2011) totalizou €12M no 1T09.

Comercialização de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



Resultados (€ m)	Comercialização Electricidade				Comercialização Gás			
	1T09	1T08	Δ%	Δ Abs	1T09	1T08	Δ%	Δ Abs
Margem Bruta	14,6	19,7	-26%	-5,1	35,8	22,8	57%	13,0
Fornecimentos e Serviços Externos:	11,1	11,9	-6,2%	-0,7	4,9	4,6	7,3%	0,3
Custos com Pessoal	2,8	2,9	-4,4%	-0,1	1,0	0,9	17%	0,1
Custos com Benefícios Sociais	0,1	0,1	-10%	0,0	0,0	0,0	23%	0,0
Outros custos (Proveitos) Operaci	-3,4	-6,4	-46%	3,0	3,4	2,8	22%	0,6
Custos Operacionais	10,6	8,5	25%	2,1	9,3	8,2	13%	1,1
EBITDA	4,1	11,2	-64%	-7,2	26,5	14,6	82%	11,9
Provisões	0,8	0,9	-19%	-0,2	0,1	0,1	3,8%	0,0
Depreciações e Amort. Líquidas	0,7	0,6	22%	0,1	0,1	0,1	23%	0,0
EBIT	2,6	9,7	-73%	-7,1	26,3	14,4	83%	11,9
Investimento Operacional	1,6	0,4	297%	1,2	0,2	0,0	-	0,2
Empregados	171	162	6%	9	69	74	-7%	-5

A EDP tem uma forte plataforma de comercialização de gás e electricidade dirigida a clientes em Portugal e Espanha, sendo esta actividade desenvolvida pela HC Energia e Naturgas Commercialization (comercialização de electricidade e gás em Espanha) e pela EDP Comercial e EDP Gás.Com (comercialização de electricidade e gás em Portugal). As nossas comercializadoras detêm contratos de compra de electricidade e gás com outras empresas do grupo.

A EDP tem actualmente um portfolio diversificado de clientes, quer em termos de actividades, regiões/países ou fonte de energia (electricidade/gás). No final de Mar-09, o consumo estimado para 2009 dos clientes de electricidade e gás contratados diz respeito em 40% relativamente a clientes residenciais/PMES/serviços, enquanto menos de 30% diz respeito a clientes de sectores de materiais de construção e automóvel – os dois sectores mais afectados pela actual crise económica.

Note-se que após a época de contratação para 2009 decorrida no 4T08 e considerando os sinais de menor procura de clientes industriais a EDP reviu em 15% em baixa consumo estimado para 2009 da sua carteira de clientes liberalizados de electricidade e gás.

Comercialização Electricidade Espanha – No 1T09, o volume comercializado subiu 40%. Mesmo assim, a nossa quota de mercado caiu de 12% no 1T08 para 11% no 1T09, reflectindo o forte crescimento da energia comercializada a clientes no mercado livre e a queda de volumes no sistema regulado decorrente do fim da opção de tarifa para clientes industriais desde Jul-08 (excluindo os maiores clientes – G4). O preço médio de venda (excluindo tarifa de acesso) aumentou 14% no 1T09 para €69/MWh, reflectindo o peso dos contratos firmados em 2008, quando o preço de electricidade no mercado a prazo estava ainda próximo deste nível.

Comercialização Electricidade Portugal – O volume vendido no 1T09 subiu 12%, em resultado do crescimento sustentado dos segmentos residencial e pequenos negócios, tanto em termos de volumes como de clientes (+30% vs 1T08, para 212 mil em Mar-09) e alguma recuperação de volume no segmento industrial, na sequência das tarifas fixadas em Dez-08 para 2009.

Dados-chave	1T09	1T08	Δ%	Δ Abs
Electricidade em Portugal				
Volume Vendido (GWh)	421,0	376,3	12%	45
Quota de Mercado (%)	98%	77%	28%	21 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	60,5	67,7	-11%	-7
Número de Clientes (mil)	212,2	162,8	30%	49
Electricidade em Espanha				
Volume Vendido (GWh)	3,300	2,355	40%	945
Quota de Mercado (%)	11%	12%	-3%	0 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	69,0	60,7	14%	8
Número de Clientes (mil)	126	91	39%	35
Gás em Espanha				
Espanha - Volume Vendido (GWh)	6,013	6,723	-11%	-710
Espanha - Quota de Mercado (%)	5,7%	5,9%	-3%	0 p.p.
Portugal - Volume Vendido (GWh)	-	-	-	-
Portugal - Quota de Mercado (%)	-	-	-	-
Margem Bruta Média (€/MWh)	3,0	2,1	42%	1
Número de Clientes (mil)	630	439	44%	191

O aumento da quota de mercado da EDP em comercialização de electricidade está relacionado com a presença muito reduzida de outros operadores no segmento residencial/pequenos negócios. O preço médio de venda no retalho de electricidade em Portugal caiu 11% vs 1T08 reflectindo a revisão em baixa de preços a partir de Jan-09 para os segmentos residencial e PMEs e ao aumento de peso do empresarial na carteira de vendas.

Comercialização gás Espanha - O volume de gás comercializado em Espanha caiu 11% vs 1T08, com a nossa quota de mercado quase estável em 5,7%. Por segmento, o gás comercializado no segmento residencial & pequenos negócios revelou um forte crescimento, impulsionado pelo fim da tarifa em Jul-09, enquanto o consumo do segmento industrial caiu significativamente, nomeadamente nos sectores automóvel e siderúrgico, em resultado da crise económica. A margem bruta unitária subiu 42% para €3/MWh, reflexo de menores custos de aquisição, em linha com a evolução do CMP e do preço do petróleo no 4Q08. Espera-se que nos próximos trimestres a margem bruta assim que os preços de venda comecem a reflectir os novos custos de aquisição.

Os custos operacionais na comercialização de electricidade subiram 125% (€2,1M) distorcido por uma provisão para clientes de cobrança duvidosa no valor de €1M. Na comercialização de gás, os custos operacionais aumentaram 13% (+€1,1M), influenciado pela consolidação da empresa de serviços Tecman (€0,3m) e pelo reforço da plataforma comercial em Espanha.

Perspectivas: Em Mar-09 o volume estimado de consumo em 2009 pelos clientes com contrato com a EDP estava já em linha com o volume vendido em 2008. Para 2009, aguarda-se o surgimento de novas oportunidades de contratação tais como (1) processo de liberalização em curso na comercialização de electricidade em Espanha, como fim das tarifas finais para os restantes clientes com consumo superior a 10KW e (2) em Portugal, iniciámos em Abril a comercialização de gás a clientes no mercado livre. Considerando a actual conjuntura económica, a EDP está particularmente atenta ao controlo sobre risco de crédito dos clientes, quer em termos de contratos existentes ou novos

EDP Renováveis: capacidade instalada e investimento operacional



Capacidade Instalada (MW)	Bruta	% Detida ⁽¹⁾	Capacidade Contribuindo para EBITDA			
			Mar-09	Mar-08	Δ %	Δ 09/08
Espanha	2.109	1.639	1.692	1.265	34%	+427
RD 436/2004	1.474	1.086	1.101	1.101	0%	-
RD 661/2007	635	553	591	164	260%	+427
Portugal	553	533	553	424	30%	+129
Antiga Remun.	553	533	553	424	30%	+129
Nova Remun.	-	-	-	-	-	-
França	185	185	185	87	113%	+98
Antiga Remun.	9	9	9	9	0%	-
Nova Remun.	176	176	176	78	126%	+98
Bélgica	47	33	47	-	-	+47
CAE	47	33	47	-	-	+47
Europa	2.894	2.390	2.477	1.776	39%	+701
CAE	1.623	1.568	1.549	1.149	35%	+401
Hedged	264	138	138	138	0%	-
Mercado	369	335	335	35	867%	+300
EUA	2.257	2.040	2.022	1.321	53%	+701
Brasil	14	14	14	-	-	+14
Total	5.165	4.444	4.513	3.097	46%	+1.416

MW Brutos	Em Constr.	Pipeline			Prospects	Total
		Tier 1	Tier 2	Tier 3		
Espanha	477	373	479	1.702	2.250	5.281
Portugal	72	450	8	15	200	745
Resto Europa	169	288	593	795	1.661	3.505
- França	26	60	80	340	774	1.280
- Bélgica	23	-	-	37	25	84
- Polónia	120	-	456	406	306	1.288
- Roménia	-	228	57	12	556	853
Europa	717	1.111	1.080	2.512	4.111	9.531
EUA	300	750	4.813	7.837	4.284	17.984
Brasil	-	70	381	125	968	1.544
Total	1.017	1.931	6.274	10.474	9.363	29.059

Investimento Operacional (€M)	1Q09	1Q08	Δ %	Δ Abs.
Espanha	132	127	4%	+5
Portugal	19	13	43%	+6
Resto da Europa	78	7	-	+71
Europa	230	148	55%	+82
EUA	174	222	-22%	-48
Total	403	370	9%	+34

Imobilizado em Curso (€M)	Mar-09
MW em Construção e Desenvolvimento	1.302,7

Nos últimos 12 meses, a EDP Renováveis (EDPR) aumentou a sua **capacidade instalada** em 1,416MW (+46% no período). A EDPR gere actualmente um portefólio de 4,513 MW de capacidade (ou 5,165 MW de capacidade bruta). Entre Dez-08 e Mar-09, a EDPR aumentou a sua capacidade em 113MW (99MW instalados nos EUA). Este nível de entradas em operação no 1T09 ficou 74% acima do nível de entradas em operação do 1T08 e corresponde a perto de 10% do objectivo anual para 2009. Durante o 1T09, a EDPR adicionou uma nova geografia à sua capacidade operacional com a conclusão, após aprovação regulatória, da transacção relativa à aquisição de 14MW de parques eólicos já em operação no Brasil (contrato assinado em Jun-08). A capacidade operacional da EDPR está agora dispersa por 6 países.

A Mar-09, a EDPR tinha 1.017 MW **em construção** (717MW na Europa e 300MW nos EUA). Na Europa, 2 terços desta capacidade (477MW) está localizada em Espanha, e da capacidade localizada em Portugal, 30 MW dizem respeito aos 40% detidos no consórcio Eólicas de Portugal. O remanescente da capacidade em construção está maioritariamente localizado na Polónia (120MW). Nos EUA, a EDPR iniciou a construção de Meadow Lake I (200 MW) em Indiana e está a concluir a construção de Rail Splitter (101 MW) em Illinois. Blue Canyon V (99 MW), com PPA já assinado, e Top Crop I (100 MW), entraram em construção nas últimas semanas de Abril.

O **investimento operacional** totalizou €403M, reflectindo o fim da construção de 99MW e 1.017 MW em construção. O investimento relacionado com as actividades de construção e desenvolvimento ascendeu a €370M, reflectindo o fim dos trabalhos de construção da capacidade em operação, a capacidade instalada no período e a capacidade em construção e desenvolvimento. O investimento em adiantamentos por conta de turbinas totalizou €34M, representando 8% do investimento total. É importante salientar que o montante de imobilizado em curso relacionado com a capacidade em desenvolvimento/construção totalizou €1.303M, reflectindo o investimento já realizado nestes projectos.

Quanto aos novos investimentos, em Mar-09, a EDPR contratou com a Vestas o fornecimento e instalação de 228 MW de turbinas para o mercado Romano. A EDPR tem estado também activa na contratação dos investimentos com a construção do perímetro (BoP) na instalação de turbinas. Nesta área a EDPR conseguiu poupanças acima dos USD125mil/MW em novos contratos BoP para 200 MW a instalar nos EUA.

O **pipeline** da EDPR aumentou 0,8 GW em relação a Dez-08 para mais de 29 GW, impulsionado pela aquisição de 532 MW em diferentes fases de desenvolvimento no Brasil, permitindo à empresa aumentar o seu leque de opções de crescimento. No final de Abril, a EDPR iniciou a construção de mais 200 MW nos EUA, aumentando assim a capacidade em construção para 1.2 GW. Adicionalmente, c600 MW nos EUA deverão ser passíveis de receber "cash grants" até ao final de 2009. Note-se que em linha com o sucedido em 2008, espera-se que a maioria da nova capacidade venha a ser comissionada no 2S09. A EDPR espera comissionar em 2009 entre 1,2 GW e 1,3 GW de capacidade.

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

EDP Renováveis



DR Operacional (€m)	EUROPA			EUA			EDP Renováveis		
	1Q09	1Q08	Δ 09/08	1Q09	1Q08	Δ 09/08	1Q09	1Q08	Δ 09/08
Margem Bruta	109,7	109,7	0%	61,6	31,4	96%	171,8	141,1	22%
Fornecimentos e serviços externos	14,7	12,1	22%	18,2	7,8	135%	34,8	19,8	75%
Custos com pessoal	2,8	4,6	-38%	5,5	4,1	34%	9,4	8,7	9%
Outros custos operac. (líquidos) (1)	1,7	3,0	-42%	-28,9	-15,9	-82%	-26,8	-12,9	-107%
Custos Operacionais	19,3	19,6	-2%	-5,2	-4,0	-31%	17,4	15,6	12%
EBITDA	90,4	90,1	0%	66,8	35,4	89%	154,4	125,5	23%
Provisões	-0,1	-	-	-	-	-	-0,1	-	-
Amortizações líquidas	33,3	26,7	25%	36,4	18,6	96%	69,9	45,3	54%
EBIT	57,2	63,4	-10%	30,4	16,8	81%	84,6	80,2	5%
Número de Empregados	313	296	+17	279	223	+56	627	519	+108
Opex/MW médio (€ 000) (2)	31,1	44,1	-29%	43,0	35,0	23%	39,4	40,5	-3%
Opex / MWh (2)	16,6	18,3	-9%	12,5	10,8	16%	15,4	14,8	4%

Europa - Margem Bruta (€ M)	1Q09	1Q08	Δ %	EUA M. Bruta Ajustada (€ M)	1Q09	1Q08	Δ %
Portugal	28,2	28,8	-2%	Receitas de Electric. & RECs	61,9	31,5	96,6%
Espanha	65,9	71,2	-8%	Custos Directos	-0,4	-0,1	-
Resto da Europa	7,3	4,7	56%	Margem Bruta	61,6	31,4	96,1%
Eólica	101,4	104,7	-3%	Receitas PTCs e Outras	26,2	14,4	82,0%
Outros & Ajustamentos	8,3	5,0	66%	Margem Bruta Ajustada	87,8	45,8	91,6%
Total	109,7	109,7	0%				

Electricidade produzida (GWh)	1Q09	1Q08	Δ %
Portugal	281	286	-2%
Espanha	798	730	9%
Resto da Europa	84	56	50%
Europa	1.163	1.072	8%
EUA	1.675	960	75%
Brasil	8	-	-

Electricidade Produzida	2.845	2.032	40%
-------------------------	-------	-------	-----

Factor Médio Utilização (%)	1Q09	1Q08	Δ
Portugal	27%	32%	(5 pp)
Espanha	29%	31%	(2 pp)
Resto da Europa	26%	35%	(9 pp)
Europa	28%	31%	(3 pp)
EUA	40%	38%	2 pp
Brasil	28%	-	-

Tarifas Médias (€/MWh)	1Q09	1Q08	Δ %
Eólico Europa	93,9	97,4	-4%
Portugal	99,1	99,5	0%
Espanha	92,5	97,6	-5%
Preço médio na Pool	40,8	62,8	-35%
Resto da Europa	88,4	83,9	5%
Preço médio (USD/MWh)	46,6	49,3	-6%
Preço PPA/Cobertura	48,5	48,1	1%

A produção de electricidade da EDPR totalizou 2.485 GWh no 1T09. Na Europa, a produção de electricidade aumentou 8% no período para 1.163 GWh, devido ao aumento da capacidade instalada. Contudo, no 1T09 a produção não beneficiou em pleno das adições de capacidade do 4T08, pois a maioria foi instalada apenas no final de 2008 e ainda está em fase de lançamento. O factor de utilização na Europa caiu dos valores máximos de 31% no 1T08 para 28% no 1T09, tendo sido afectado por uma menor disponibilidade (condições atmosféricas adversas) e recursos eólicos particularmente inferiores. Nos EUA, com o elevado crescimento da capacidade, a produção de electricidade subiu 75% para 1.675 GWh no 1T09. Os factores de utilização atingiram 40% no 1T09 (vs. 38% no 1T08), devido a um extraordinário nível de recurso eólico e à superior disponibilidade dos parques (de 92% no 1T08 para 94% no 1T09).

A margem bruta no 1T09 cresceu 22% no período, para €172M, suportada por um aumento na produção de electricidade para 2.845 GWh e uma menor exposição aos preços de mercado. Na Europa, apesar de um decréscimo de 35% no preço médio da pool em Espanha e de uma redução no factor médio de utilização, a EDPR alcançou uma margem bruta de €110M no 1T09, em linha com 1T08. O preço médio de venda na Europa caiu apenas 4% para €93,9/MW no 1T09. Em Espanha, a EDPR beneficiou da sua política activa de protecção de risco reduzindo a sua exposição ao preço da pool espanhola. Durante este período, a EDPR vendeu 600 GWh "forward", o que resultou num ganho de €8M (reflectido ao nível da Holding para a Europa) e numa tarifa média de €92,5/MWh (menos 5% apenas quando comparada com a redução de 35% do preço médio da pool). Nos EUA, a margem bruta ajustada dos PTCs e outras receitas relacionadas com parceiros institucionais totalizou

€88M no 1T09. O preço médio da electricidade no período foi de USD46,6/MWh, 6% abaixo do alcançado no 1T08 devido a um menor preço nos parques eólicos que não têm um CAE de longo prazo. O preço médio da electricidade para os parques eólicos com CAE de longo prazo ou vendas cobertas aumentou 1% para USD48,5/MWh

Os custos operacionais, excluindo os PTCs e outras receitas relacionadas com parceiros institucionais (EUA) aumentaram 45% (ou €13,6M) no período, para €43,7M no 1T09, reflectindo aumentos nos custos com O&M e custos com pessoal, relacionados com o aumento da capacidade e com a necessidade de recursos humanos adicionais por forma a suportar o crescimento da empresa. O EBITDA cresceu 23% para €154M no 1T09.

Em Fev. 2009, o presidente dos EUA assinou o Plano de Recuperação e Reinvestimento Económico que inclui um conjunto de políticas e incentivos fiscais para o desenvolvimento do sector eólico nos EUA: i) Extensão até 31 de Dezembro de 2012 dos PTCs, ii) possibilidade de optar por um crédito fiscal no montante de 30% do investimento inicial ("ITC") em lugar dos referidos PTCs; e iii) a requisição junto da Secretaria do Tesouro da restituição do referido crédito fiscal. (para mais detalhes consultar o comunicado da EDPR de 17 de Fevereiro de 2009).

Com o objectivo de reduzir ainda mais a exposição ao mercado, a EDPR está actualmente em negociações para fechar novos CAE de longo prazo nos EUA para 300 MW em operação e 400 MW em construção. Adicionalmente, a EDPR vendeu "forward" 2TWh da sua produção no mercado Espanhol.

(1) Inclui Rendas de concessão; (2) Anualizado; Nos EUA, os custos operacionais excluem Receitas PTC & outras receitas relacionadas com "Institutional partnerships" da Horizon

Note: A taxa média de câmbio no 1T09 foi de 1,28 USD/EUR vs. 1,51 USD/EUR para o 1T08. A taxa de câmbio a Mar-09 foi de 1,33 USD/EUR vs. 1,58 USD/EUR a Mar-08.

Distribuição de Electricidade e Comercialização de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€M)	Distribuição Portugal			
	1T09	1T08	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	347,8	347,8	-0,0%	-0
Fornecimentos e serviços externos	68,0	67,0	1,5%	+1
Custos com pessoal	43,7	44,7	-2,2%	-1
Custos com benefícios sociais	23,1	20,0	15,4%	+3
Rendas de concessão	59,9	57,0	5,0%	+3
Outros custos operacionais (líquidos)	(3,0)	(2,0)	-48,8%	-1
Custos Operacionais	191,6	186,6	2,7%	+5
EBITDA	156,2	161,2	-3,1%	-5
Provisões	0,4	0,5	-11,6%	-0
Amortizações líquidas	65,3	63,1	3,4%	+2
EBIT	90,5	97,6	-7,3%	-7

Margem Bruta	1T09	1T08	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta Regulada (€M)	340,1	343,1	-0,9%	-3
Período actual	340,1	312,4	8,9%	+28
Recuperações de anos anteriores (4)	-	30,7	-	-31
Ajust. de Cash-flow à Mg Bruta (€M)	-34,4	-294,1	88,3%	+260
Desvio tarifário do período	41,9	-294,1	-	+336
Recuperações de anos anteriores (4)	-76,2	-	-	-76
Rede de Distribuição				
Prov. regulados - Período actual (€M)	309,2	288,0	7,3%	+21
Electricidade entregue na rede (GWh)	12.917	13.039	-0,9%	-121
Número de clientes ligados à rede (mil)	6.082	6.050	0,5%	+32
Comercialização de Último Recurso				
Prov. regulados - Período actual (€M)	31,0	24,4	27,1%	+7
Número de clientes fornecidos (mil)	5.869	5.886	-0,3%	-17
Elect. comerc. (antes de perdas) (GWh)	12.454	12.502	-0,4%	-48
Preço de compra OMIP(€/MWh)	53,9	75,6	-28,8%	-22
Activos Regulatorios a Receber (€M)	-36,4	446,2	-	-483

Investimento & Custos Operac.	1Q09	1Q08	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (1)	111,7	111,7	0,0%	+0
Opex/cliente (€/cliente)	18,4	18,5	-0,5%	-0
Opex/km de rede (€/km)	517,0	530,8	-2,6%	-14
Empregados (#)	4.565	4.821	-5,3%	-256
Investimento Operacional (€M)	45,5	37,5	21,4%	+8
Rede de Distribuição (Km)	216,0	210,3	2,7%	+6
Tempo de Interrup. Equivalente (min) (2)	36	33	9,1%	+3

A **margem bruta** manteve-se estável nos €348M. Note-se que a partir de Jan-09, a margem bruta da electricidade corresponde aos proveitos regulados para o período actual, tendo-se começado a reconhecer os desvios tarifários ao nível da margem bruta em 2008.

A **electricidade entrada na rede de distribuição diminuiu 0,9%** no período para 12,9 TWh no 1T09 (ou 1,3% ajustada dos efeitos temperatura e dias úteis), com um impacto negativo de uma quebra do consumo do segmento industrial. Por nível de tensão, o consumo em Baixa Tensão (BT) (maioritariamente clientes residenciais) cresceu 4% no período enquanto que o consumo em Tensão Normal (NT) (3) (essencialmente clientes industriais) diminuiu aproximadamente 7%. De notar que a quebra na procura de electricidade por parte do segmento industrial no 1T09 foi mais reduzida em Portugal do que em outros países europeus já que as indústrias do aço e automóvel, das mais afectadas pela crise económica, têm um menor peso na procura de electricidade em Portugal, e a actividade do sector de construção estava já a níveis reduzidos no 1T08.

De notar que cerca de 55% do **proveitos da actividade distribuição** são fixos, e que dos restantes 45%, que são variáveis, 35% dependem da electricidade distribuída em BT e apenas cerca de 10% dependem da electricidade distribuída em NT. Assim sendo, uma elevada redução no consumo dos clientes industriais tem um impacto reduzido nos proveitos regulados desta actividade. No geral, a electricidade distribuída ficou 0,1TWh abaixo da previsão da ERSE aquando da fixação das tarifas para 2009, o que e conjunto com um mix de consumo (por hora, por voltagem...etc) diferente do assumido pela ERSE, levou a um desvio negativo de €30M para o período, a ser recuperado durante os próximos anos.

Em Jan-09, estas actividades iniciaram um **novo período regulatório de 3 anos**. As principais alterações implementadas pelo regulador foram: i) aumento de 55pb no RoA para 8,55% em 2009; ii) do reconhecimento em base anual dos custos com todos os programas de reestruturação de RH; iii) exclusão da base de activos regulados de €111m relativos a contadores com impacto retroactivo a Mai-08 (impacto negativo de €18m nos proveitos regulados de 2008, a ser devolvido aos consumidores via tarifas de 2009). Para além disso na actividade de comercialização de último recurso o regulador atribuiu uma remuneração de 8.55% sobre o fundo de maneo para 2009 (vs. nenhuma remuneração em 2008).

No 1T09, a **EDP Serviço Universal (EDP SU) comercializou 11,5TWh** (depois de perdas) a clientes regulados, tendo superado em 0,6 TWh o pressuposto adoptado regulador no cálculo das tarifas para 2009 (a passagem de clientes para o mercado liberalizado foi mais lenta do que o esperado). Adicionalmente, o custo médio com a compra de electricidade foi de €53,9/MWh no 1T09, comparados com uma previsão do regulador de €70,8/MWh. Em consequência, custos com a compra de electricidade inferiores ao esperado e volumes comercializados superiores originaram um desvio tarifário positivo de €72M no 1T09, a ser devolvido nos próximos anos.

Os impactos acima mencionados traduziram-se no reconhecimento de um desvio de €42M no 1T09 a ser devolvido aos clientes do sistema eléctrico, o que em conjunto com a securitização, em Mar-09, de um défice tarifário acumulado de €1,28bn a Dez-09 (criado em 2007 e 2008 com juros), entre outros, tornou possível uma elevada redução do **montante de recebimentos futuros relativos à actividade regulada**, de €1.15MM (positivos) a Dez-08 para €36M (negativos) a Mar-09.

Os custos operacionais controláveis mantiveram-se estáveis nos €112M: (i) o aumento de 1,5% nos FSE resulta essencialmente de uma imposição legal (lei 12/2008: alteração de facturação bimestral para mensal, entre outras); (ii) os custos com pessoal diminuíram 1,5% no período, excluindo indemnizações e capitalização de custos com pessoal, reflectindo a redução do número de empregados. Os esforços contínuos da empresa para melhorar a eficiência reflectiram-se numa melhoria de 2,6% do rácio de eficiência "Opex/km de rede".

O investimento operacional totalizou €46M no 1T09, com enfoque no alargamento da rede e melhoria da qualidade do serviço. Devido a condições meteorológicas um pouco menos favoráveis, o Tempo de Interrupção Equivalente aumentou em 3 min. para 36 min. no 1T09.

(1) Fornecimentos e Serviços Externos e Custos com Pessoal (2) Ajustado de impactos extraordinários (tempestades, ventos fortes e incêndios)

(3) Tensão Normal: Muito Alta Tensão + Alta Tensão + Média Tensão

(4) Recuperação através das tarifas dos desvios tarifários de anos anteriores

Distribuição de Electricidade em Espanha



DR Operacional (€ M)	1T09	1T08	Δ 09/08	Δ Abs.
Margem Bruta	43,0	38,6	11%	+4
FSEs	15,2	14,3	6%	+1
Custos com Pessoal	5,2	6,9	-25%	-2
Custos com Benefícios Sociais	0,7	0,3	118%	+0
Outros custos (proveitos) operacionais	(1,4)	(3,8)	63%	+2
Custos Operacionais	19,7	17,8	11%	+2
EBITDA	23,3	20,9	12%	+2
Provisões	0,1	0,1	-32%	-0
Depreciações e amortizações líquidas	6,6	6,1	9%	+1
EBIT	16,6	14,7	13%	+2
Proveitos Regulados	39,1	36,4	8%	+3
Transporte	2,0	1,0	90%	+1
Distribuição	35,1	33,3	5%	+2
Comercialização	2,0	2,0	1%	+0
Activos Regulatórios	475,0	239,4	98%	+236
Défice tarifário do período	-	32,4	-	-32
Défice tarifário de anos anteriores	475,0	207,0	129%	+268

A **margem bruta** da actividade de distribuição de electricidade em Espanha aumentou 11% no período para €43M no 1T09, reflectindo um aumento de 7,5% das receitas reguladas, bem como um aumento de €1,6M nas outras receitas (ligações à rede e outras). A nova regulação introduzida no ano passado em Espanha para a actividade de distribuição de electricidade tem como principal objectivo remunerar os investimentos feitos para a expansão da rede, melhoria da qualidade do serviço e redução de perdas, estando os proveitos regulados muito menos dependentes dos volumes distribuídos. Contudo, os proveitos regulados para o ano 2009 foram definidos de acordo com uma fórmula de cálculo transitória, estando a fórmula de cálculo final ainda em discussão.

A **electricidade distribuída** caiu 4,9% no período para 2,4 TWh no 1T09, em consequência da actual crise económica. Nas Astúrias, as indústrias capital intensivas, como a do aço, têm um peso significativo na procura de electricidade, o que se reflectiu numa diminuição dos consumos em MT e AT (essencialmente industrial), enquanto o consumo em BT (principalmente residencial) apresentou uma redução de 1%. A progressiva mudança dos clientes para o mercado liberalizado, que resulta de preços de mercado inferiores à tarifa regulada para 2009, reflectiu-se num aumento de 55% da electricidade distribuída para os clientes de acesso.

Os **custos operacionais controláveis** diminuíram 4% (ou €0,8M) no período para €20,4M no 1T09: (i) os FSE aumentaram €0,9M, principalmente devido a um aumento nos custos de operação e manutenção (cyclone Klaus) e nas despesas de back office; e (ii) os custos com pessoal diminuíram €1,7M, reflectindo uma redução do número de colaboradores. A nossa actividade de distribuição em Espanha continuou a denotar melhorias de eficiência: os rácios Opex/cliente e Opex/km de rede melhoraram em 6,4% e 5,5% no período, respectivamente. No computo geral, o EBITDA subiu 11,8% em relação ao 1T08 (ou €2,5M) para €23,3M no 1T09.

Distribution in Spain	1T09	1T08	Δ %	Δ Abs.
Consumidores de electricidade	636	620	3%	+16
Comercialização Regulada	549	567	-3%	-18
Comercialização Mercado Regulado	87	53	64%	+34
Electricidade Distribuída (GWh)	2.374	2.497	-5%	-123
Baixa Tensão	731	724	1%	+7
Média Tensão	323	302	7%	+21
Alta Tensão	1.320	1.471	-10%	-151
Electricidade Comercializada (GWh)	1.676	2.048	-18%	-372
Baixa tensão	561	597	-6%	-36
Média Tensão	14	46	-70%	-32
Alta Tensão	1.101	1.405	-22%	-304
Custos Operacionais Controláveis (1)	20,4	21,2	-4%	-1
Opex/cliente (€/cliente)	32,0	34,2	-6%	-2
Opex/Km de rede (€/Km)	953,1	1.008,2	-5%	-55
Número de empregados	367	396	-7%	-29
Invest. Operacional (líquido de subsídios) (€M)	9,8	12,1	-19%	-2
Rede de distribuição ('000 Km)	21,4	21,0	2%	+0
Tempo de Interrupção Equivalente	93	19	388%	+74

O **investimento operacional** diminuiu €2M para os €9,8M no 1T09, devido a uma redução dos investimentos com a expansão da rede fora das Astúrias. O Tempo Médio de Interrupção piorou 74 min. em relação ao 1T08, consequência do cyclone Klaus que danificou a rede da empresa.

Em Jan-08, as tarifas aumentaram 3,3%, tendo-se verificado um aumento adicional de 5,6% em Jul-08. No entanto, os proveitos não foram suficientes para cobrir os custos do sistema, o que se traduziu num défice tarifário estimado de €5,8MM para o sistema Espanhol. Deste montante €313M dizem respeito à HC Energia (em Dez-08, este montante foi estimado em €252M).

Para o 1T09, o governo espanhol definiu um aumento médio de 3,4% para as tarifas de electricidade, que não foi suficiente para cobrir os custos do sistema eléctrico, traduzindo-se numa estimativa de défice de €0,7MM, dos quais €45M (6,08%) são atribuíveis à HC Energia (no final de Mar-09, este montante não estava reflectido nos recebimentos futuros da actividade regulada da HC Energia uma vez que ainda não tinha sido pago).

De forma a cumprir com uma Directiva Europeia, foi aprovado, com inicio a 1 de Julho de 2009, o término das tarifas reguladas bem como a introdução de uma tarifa de último recurso para clientes de BT (<10kW). De acordo com o RD 485/2009, a tarifa de último recurso deverá ser suficiente e aditiva, de forma a reflectir todos os custos do sistema, e deverá preparar o caminho para o mercado liberalizado.

Adicionalmente, o governo espanhol anunciou recentemente a possibilidade de securitizar o défice tarifário Espanhol suportado pelas empresas do sector eléctrico recorrendo a aval do Estado.

¹ Fornecimento e Serviços Externos e Custos com Pessoal

Gás - Actividade Regulada



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha			Total		
	1T09	1T08	Δ 09/08	1T09	1T08	Δ 09/08	1T09	1T08	Δ 09/08
Margem Bruta	8,8	16,3	-46%	47,0	42,0	12%	55,7	58,3	-4%
FSEs	2,7	2,5	6%	6,2	5,0	24%	8,8	7,5	18%
Custos Pessoal	1,1	1,5	-25%	4,8	5,0	-5%	5,9	6,5	-9%
Custos Benefícios sociais	0,0	0,0	10%	0,1	0,1	6%	0,1	0,1	7%
Outros custos operac. (líquidos)	0,8	(0,3)	-	1,1	-1,6	-	1,9	-1,9	-
Custos Operacionais	4,7	3,8	24%	12,1	8,5	43%	16,8	12,3	37%
EBITDA	4,1	12,6	-67%	34,8	33,5	4%	38,9	46,0	-15%
Provisões	(0,0)	-	-	-	0,0	-	(0,0)	0,0	-
Depr. e Amortizações líquidas	2,8	3,0	-7%	8,3	7,7	8%	11,1	10,6	4%
EBIT	1,4	9,6	-86%	26,5	25,8	3%	27,9	35,4	-21%
Investimento operacional (€ M)	3,1	2,0	52%	5,0	7,7	-34%	8,2	9,8	-16%
Distribuição	3,1	2,0	52%	3,3	4,1	-19%	6,5	6,2	4%
Transporte	-	-	-	1,7	3,6	-52%	1,7	3,6	-52%
Empregados (#)	104,0	106,0	-1,9%	279,0	267,0	4,5%	383,0	373,0	2,7%

Actividade Regulada	1T09	1T08	% Δ	Abs. Δ
Número Clientes (mil)	898,6	855,1	5,1%	+44
Portugal	205,0	184,3	11%	+21
Clientes Finais	204,9	184,3	11%	+21
Clientes acesso	0,1	-	-	+0
Espanha	693,7	670,9	3,4%	+23
Volume de Gás (GWh)	7.899	7.942	-0,5%	-43
Portugal	1.638	1.609	1,8%	+29
Clientes Finais	841	1.609	-48%	-768
Clientes acesso	797	-	-	+797
Espanha	6.260	6.332	-1,1%	-72
Receitas Reguladas (€ M)	48,2	54,8	-12%	-6,6
Portugal	8,8	16,3	-46%	-7,6
Espanha	39,4	38,4	2,6%	+1,0
Transporte	4,8	4,0	18,9%	+0,8
Distribuição	34,6	31,8	8,6%	+2,7
Comercialização Regulada	0,0	2,5	-99,7%	-2,5
Rede (Km)	9.128	8.521	7,1%	+607
Portugal - Distribuição	3.233	3.001	7,7%	+232
Espanha - Distribuição	5.556	5.213	6,6%	+343
Espanha - Transporte	339	307	10%	+32

A actividade de gás regulado, inclui a EDP Gás Distribuição e EDP Gás Serviço Universal (ex-Portgás), empresas de distribuição e comercialização regulada, com contrato de concessão no norte de Portugal (72% detida pela EDP), e a Naturgas (63,51% detida pela EDP), empresa de distribuição e transporte de gás, que actua principalmente no País Basco e Astúrias.

A actividade de gás regulado apresentou uma queda do **EBITDA** de 15%, vs. 1T08, para €39M. O volume de gás distribuído em Portugal pela EDP cresceu 1,8% no 1T09 explicado pela ligação à rede de um novo cliente industrial em Set-08. O volume de gás distribuído pela Naturgas em Espanha diminuiu 1,1% no 1T09 devido à diminuição da procura no segmento industrial. De realçar que na distribuição de gás na Península Ibérica, o número de clientes ligados aumentou 44.000 vs. 1T08 e verificou-se um aumento da extensão da rede em 7,1%, para 9.128 Kms.

Em Espanha, as receitas reguladas aumentaram 2,6% para €48,2M no 1T09:

- As **receitas reguladas da distribuição de gás** cresceram 8,6% para €34,6M reflectindo um crescimento homólogo de 3,4% nos pontos de abastecimento, para 694.000 clientes (+23.000 clientes contratados), e um aumento de 6,6% na extensão da rede de distribuição de gás para 5.556 Kms. O volume de gás distribuído diminuiu 1,1% vs 1T08, tendo a procura convencional de gás no mercado espanhol diminuído em 9,4%.

- As **receitas reguladas do transporte** cresceram 18,9% para €4,8M devido ao aumento da remuneração dos novos investimentos.

- As **receitas reguladas da comercialização** caíram 99,7%, vs. 1T08, reflectindo o fim das tarifas de gás regulado em Jun-08. A partir de Jul-08, esta actividade inclui apenas comercializador regulado de último recurso nas regiões do País Basco e Astúrias.

Para a margem bruta em Espanha contribuíram ainda actividades não incluídas nas receitas reguladas, como serviços de inspecção e aluguer de contadores e “upfront fees” devido à ligação de clientes associada ao fim das tarifas de gás reflectindo um aumento de receitas de €3,6M no 1T08 para €7,6M no 1T09.

Em Portugal, foi assinado um novo contrato de concessão com o Estado Português, que estabelece um período de 40 anos para a concessão com efeitos a partir de Jan-08, o que comparando com o antigo contrato vai implicou menores receitas nos primeiros anos e maiores receitas nos últimos anos, mantendo o equilíbrio económico e financeiro da concessão. Os novos termos estão em vigor desde Jul-08, com o início do novo período regulatório a decorrer até Jun-11, estando a remuneração dos activos fixada em 9%. Como resultado deste novo ambiente, as receitas reguladas desceram 46% vs. 1T08, para €8,8M, reflectindo o novo contrato de concessão. Em termos operacionais, verificou-se um crescimento de 7,7% da rede de distribuição, um aumento de 11,2% no número de pontos de abastecimento e o aumento de 1,8% do volume de gás distribuído.

Os **custos operacionais controláveis** (FSE e custos com pessoal) aumentaram 4% em linha com o crescimento da actividade regulada. Os “outros proveitos operacionais” apresentam ganhos não recorrentes em Espanha no 1T08 (+€2.4M).

O **investimento operacional** no 1T09 diminuiu 16% para €8,2M relativamente ao período homólogo devido à antecipação de investimentos na rede de transporte, nomeadamente em Bergara-Irun. Esta rede, com 88 Kms de extensão e investimento operacional esperado de €67,5M, prevê-se estar completamente operacional no final de 2010.

Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado - R\$ Milhões			Consolidado - € Milhões		
	1T09	1T08	Δ 09/08	1T09	1T08	Δ 09/08
Margem Bruta	512,4	632,0	-19%	170,9	241,1	-29%
Forn. e serviços externos	71,1	100,9	-30%	23,7	38,5	-38%
Custos com Pessoal	55,7	63,5	-12%	18,6	24,2	-23%
Custos com benefícios Sociais	20,8	12,2	71%	6,9	4,6	49%
Outros custos operacionais (Líquidos)	29,2	34,3	-15%	9,7	13,1	-26%
Custos Operacionais	176,8	210,8	-16%	59,0	80,4	-27%
EBITDA	335,6	421,2	-20%	111,9	160,7	-30%
Provisões	1,5	11,3	-87%	0,5	4,3	-89%
Depreciações e Amortizações Líquidas	78,9	78,7	0%	26,3	30,0	-12%
EBIT	255,1	331,1	-23%	85,1	126,3	-33%
Result. da alienação de act. financ.	-	-	-	-	-	-
Resultados financeiros	(51,5)	(45,8)	12%	(17,2)	(17,5)	-2%
Resultados em associadas	(0,4)	0,0	-	(0,1)	0,0	-
Resultados Antes de Impostos	203,2	285,3	-29%	67,8	108,8	-38%
IRC e Impostos diferidos	69,6	80,4	-13%	23,2	30,7	-24%
Operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-
Resultado Líquido do Exercício	133,6	204,9	-35%	44,6	78,2	-43%
Accionistas da Energias do Brasil	105,3	177,3	-41%	35,1	67,6	-48%
Interesses Minoritários	28,3	27,6	2%	9,4	10,5	-10%
Capex	119,0	149,2	-20%	39,7	56,9	-30%
Empregados (#)	2.334	3.035	-701			

Energias do Brasil	1T09	1T08	Δ 09/08
Cotação no fim do período (R\$/acção)	24,3	26,2	-7%
Total de acções (milhões)	158,8	165,0	-4%
Acções Próprias (milhões)	15,8	5,8	172%
Número de acções detidas pela EDP (milhões)	102,9	102,9	0%
Euro/Real - Taxa de fim do período	3,08	2,76	-10%
Euro/Real - Taxa média do período	3,00	2,62	-13%
Taxa Inflação (IGPM - 12 Meses)	6,3%		
Taxa de Juro (SELIC)	12,65	11,25	140 pp

Dados relevantes de Balanço (€ milhões)	1T09	1T08	Δ 09/08
Dívida Líquida	828	760	9%
Recebimentos Futuros da Act. Regulada	55	60	-9%
Interesses Minoritários	552	258	114%

Rating

	Moody's
Energias do Brasil	Ba1/Est
Último Relatório de Rating	04-03-2009

Rácios de Dívida

	1T09	1T08
Dívida Líquida / EBITDA	1,8x	1,2x

Em Setembro de 2008, a Energias do Brasil concluiu a permuta de activos com o Grupo Rede, envolvendo a troca da participação na Enersul por uma posição de controlo na Investco (detentora da concessão da central hídrica de Lajeado), implicando a exclusão da Enersul do perímetro de consolidação e o reforço da nossa participação na central hidroeléctrica de Lajeado de 27,65% para 73%, e uma mudança no método de consolidação de proporcional para consolidação integral.

No 1T09, a contribuição da Energias do Brasil para o EBITDA consolidado foi afectada negativamente, pela **depreciação de 12,6% do Real contra o Euro**, com uma taxa média de BRL/Euro de 2,62 no 1T08 para 3,00 em 1T09 (impacto negativo de € 16M no EBITDA).

Em 1T09, o **EBITDA** das Energias do Brasil em moeda local, reduziu 20% para R\$335,6M suportado por EBITDA mais baixo na distribuição devido à venda da Enersul e um abrandamento no crescimento do volume de energia vendida a clientes, que não foi compensado por crescimento no EBITDA da produção dada a existência de ganhos não recorrentes, no mercado residual de electricidade, durante 1T08 (R\$44M).

Os **custos operacionais e o número de colaboradores** da Energias do Brasil diminuíram 16,1% e 23% vs. 1T08 respectivamente, reflectindo principalmente o impacto da operação de troca de activos. Os custos com benefícios sociais aumentaram 71% vs.1T08 devido à implementação de um novo modelo organizacional, que implicou a redução ao nível dos quadros médios (-46 colaboradores) de forma a melhorar a eficiência. Este programa implicou custos de reestruturação de RH de R\$13M no 1T09.

A **dívida líquida** aumento 4,1%, impulsionada por uma diminuição de caixa e equivalentes em 19%.

Como resultado do bom perfil financeiro a Moody's melhorou o rating da empresa para "Ba1".

Os **resultados financeiros** cresceram 12% vs. 1T08 devido a aumento da dívida financeira líquida média.

As **Acções próprias** aumentaram 3,5% para 9,9% do capital devido a:

- 1) A Energias do Brasil adquiriu 6,2M de acções num programa de recompra de acções concluído em Abr-08;
- 2) Em Out-08, a Energias do Brasil comunicou o cancelamento de acções detidas (6,2M de acções) e um novo programa de recompra de acções ainda em curso (2,7M de acções adquiridas);
- 3) Em Out-08, a permuta de activos entre a Enersul/Lajeado implicou a compra de acções aos minoritários devido a regras de regulação, que se reflectiram na aquisição de 13,1M de acções pela Energias do Brasil a R\$23,82/acção.

Os **interesses minoritários em balanço** aumentaram 114% devido à operação de troca de activos o que implicou a consolidação integral da central hidroeléctrica de Lajeado (73% detida pela Energias do Brasil).

O **Investimento Operacional** diminuiu 20% vs. 1T08, para R\$119,1M, principalmente devido à permuta de activos que foi parcialmente compensada com o início de construção da central a carvão de Pecém (+360MW/50%) no final de 2008.

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Bandeirante + Escelsa			Enersul			Distribuição		
	1T09	1T08	Δ 09/08	1T09	1T08	Δ 09/08	1T09	1T08	Δ 09/08
Margem Bruta	304,3	276,7	10%	-	136,3	-	304,3	413,0	-26%
Forn. e serviços externos	55,7	59,0	-6%	-	26,2	-	55,7	85,2	-35%
Custos com Pessoal	40,8	36,1	13%	-	15,9	-	40,8	52,0	-22%
Custos com benefícios Sociais	14,9	10,6	41%	-	1,2	-	14,9	11,8	26%
Outros custos operac. (Liq.)	18,6	15,5	20%	-	10,0	-	18,6	25,5	-27%
Custos Operacionais	130,0	121,2	7%	-	53,4	-	130,0	174,6	-26%
EBITDA	174,3	155,5	12%	-	82,9	-	174,3	238,4	-27%
Provisões	2,1	6,3	-67%	-	4,7	-	2,1	11,0	-81%
Deprec. e Amortizações líquidas	41,2	38,9	6%	-	15,9	-	41,2	54,8	-25%
EBIT	130,9	110,3	19%	-	62,3	-	130,9	172,7	-24%
Margem Bruta IFRS	304,3	276,7	10%	-	136,3	-	304,3	413,0	-26%
Desvio Tarifário	37,6	33,5	12%	-	14,5	-	37,6	48,0	-22%
Desvios Períodos Anteriores	(30,1)	(41,3)	-27%	-	(35,8)	-	(30,1)	(77,1)	-61%
Outros	7,5	6,0	24%	-	1,0	-	7,5	7,0	7%
Margem Bruta Brasil GAAP	319,2	275,0	16%	-	116,0	-	319,2	391,0	-18%
Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)	164,2	216,7	-24%	-	(58,4)	-	164,2	158,3	4%
Capex (R\$ M)	67,0	68,3	-2%	-	32,6	-	67,0	100,9	-34%

Distribuição	1T09	1T08	% Δ	Abs. Δ
Número de Clientes (Milhares)	2.612,8	2.518,7	3,7%	+94
Bandeirante	1.457,7	1.407,6	3,6%	+50
Escelsa	1.155,1	1.111,1	4,0%	+44
Electricidade Distribuída (GWh)	4.964	5.456	-9,0%	-493
Bandeirante	3.165	3.314	-4,5%	-149
Escelsa	1.799	2.142	-16%	-343
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	1.698	2.206	-23%	-508
Electricidade Vendida (GWh)	3.266	3.250	1,9%	+16
Bandeirante	2.033	2.049	-0,8%	-16
Resid., Comercial e Outros	1.397	1.333	4,8%	+64
Industrial	635	715	-11%	-80
Escelsa	1.233	1.202	2,6%	+32
Resid., Comercial e Outros	1.009	946	6,6%	+63
Industrial	224	255	-12%	-31
Perdas Técnicas de Electr.				
Bandeirante	5,2%	5,2%	0,2%	-
Escelsa	9,1%	8,1%	13%	-
Perdas Comerciais de Electr.				
Bandeirante	5,8%	5,5%	4,8%	-
Escelsa	5,8%	5,6%	3,6%	-
Empregados (#)	2.016	2.729	-26%	-713
Bandeirante+Escelsa	2.016	1.994	1,1%	+22

A margem bruta da distribuição no 1T09 diminuiu 26,3% devido à exclusão da Enersul do perímetro de consolidação. Considerando apenas a Bandeirante e a Escelsa (Band+Esc), a margem bruta subiu 10% devido a (1) um crescimento homólogo de 0,5% do volume de energia vendida (2) um impacto positivo do reajustamento anual tarifário (3) diminuição no recebimento de activos regulatórios acumulados em anos anteriores relativamente ao período homólogo, e (4) maiores custos de aquisição de energia relativamente aos considerados no cálculo das tarifas, sendo que esta perda será devolvida nas próximas revisões tarifárias. Numa base normalizada, a margem bruta aumentou 16,1% em relação a igual período do ano anterior.

1. Crescimento Sustentado da margem bruta da actividade de distribuição: volume de energia vendida pela Band+Esc subiu 1,9% no 1T09 no seguimento de uma quebra da procura de dois dígitos por parte dos clientes industriais e uma manutenção do crescimento da procura por parte de clientes comerciais e residenciais. É de assinalar que a tarifa de uso da rede é muito mais elevada para clientes residenciais e comerciais do que para clientes industriais, o que significa que variações na procura industrial têm um impacto muito mais limitado na margem bruta do que as mesmas variações nos residenciais/comerciais. Em relação à energia distribuída em mercado, os volumes diminuíram 23% vs. 1T08 motivado pela diminuição de consumo dos grandes clientes industriais, nomeadamente o sector mineiro fornecido directamente pelo mercado grossista. É preciso tomar em consideração que o detalhe de receitas destes clientes é o seguinte: a) 2/3 é fixo e relacionado com o uso da rede (capacidade em MW) e b) 1/3 é variável e associado com custos regulatórios recebidos pelas empresas de distribuição e repassados para outras entidades, baseado na energia consumida (MWh). O número de clientes ligados aumentou 3,7% vs. 1T08.

2. Quadro Regulatório: o actual período regulatório para as nossas empresas de distribuição vigora até Set-11 para a Bandeirante e até Jul-10 para a Escelsa, onde foi fixada uma taxa de remuneração dos activos de 15% após impostos (no período anterior era 17%). De referir que estas empresas tem reajustes tarifários anuais de forma a reflectir nas tarifas a evolução anual dos custos de energia e da inflação. O último reajustamento anual da Bandeirante (Oct-08) e da Escelsa (Ago-08) teve um impacto positivo na margem bruta das duas empresas.

3. Recuperação através das tarifas dos activos regulatórios acumulados no passado: Os valores devidos pelo sistema, que tiveram no passado um impacto negativo na margem bruta da empresa e que a nossa actividade de distribuição está agora a recuperar através das tarifas, diminuíram 32% em termos homólogos de R\$44M para R\$31M. No 1T09, a actividade de distribuição (Band+Esc) detinha um total de activos regulatórios de R\$164M, que deverá ser recuperado nos próximos trimestres, pelo que é esperado que a Energias do Brasil continue a ter uma contribuição positiva desta componente.

4. Desvio tarifário do período: a margem bruta da distribuição no 1T09 inclui um desvio tarifário negativo de R\$38M devido a aquisições de energia acima do preço definido pelo regulador na composição da tarifa, penalizado principalmente pela aquisição de energia da central hídrica de Itaipu a preços fixos em USD. Este impacto não recorrente negativo será recuperado pela EDP através das tarifas no próximo ajustamento anual da tarifa.

Custos operacionais na Band+Esc cresceram 7,3% relativamente ao período homólogo. Isto foi motivado principalmente por um aumento dos custos com benefícios sociais (ver página anterior) e outros custos operacionais (líquidos) devido ao aumento das provisões para cobranças duvidosas na Bandeirante. Considerando apenas FSEs e custos com pessoal, os custos apresentaram um comportamento estável provando os resultados dos programas de eficiência em curso.

O investimento operacional manteve-se estável relativamente ao período homólogo. Em Mar-09, o Banco Europeu de Investimento aprovou uma linha de crédito para as empresas de distribuição de €90M para o financiamento do investimento das empresas de distribuição da Energias do Brasil para 2009 e 2010.

As perdas de Energia aumentaram nas duas empresas, devido um maior peso dos clientes dos segmentos residencial e comercial (baixa tensão), no total do mix de electricidade distribuída, um segmento que apresenta taxas de perda de electricidade estruturalmente mais elevadas.

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção		
	1T09	1T08	Δ 09/08
Margem Bruta	198,2	195,1	2%
Forn. e serviços externos	8,4	8,0	5%
Custos com Pessoal	9,7	5,7	69%
Custos com benefícios Sociais	1,0	0,3	-
Outros custos operac. (Líquidos)	3,3	4,6	-29%
Custos Operacionais	22,4	18,6	20%
EBITDA	175,9	176,5	-0%
Provisões	(0,6)	0,4	-
Deprec. e Amortizações líquidas	34,2	19,8	73%
EBIT	142,3	156,3	-9%

Produção	1T09	1T08	Δ 09/08
Margem Bruta (R\$ Milhões)	198,2	195,1	1,6%
Lajeado	83,9	21,2	295%
Peixe Angical	70,8	109,9	-36%
Energset (13 Centrais Hídricas)	43,5	63,9	-32%
Installed Capacity - Hydro (MW)	1.696,7	1.043,7	63%
Lajeado	903	250	262%
Peixe Angical	452	452	-
Energset (13 Centrais Hídricas)	342	342	-
Energia Vendida (GWh)	1.889,8	1.537,9	23%
Energia Produzida (GWh)	2.116,4	1.493,1	42%
Lajeado	1.066,5	374,7	185%
Peixe Angical	612,1	664,1	-7,8%
Energset (13 Centrais Hídricas)	437,8	454,3	-3,6%
Preço Médio de Venda (R\$/MWh)	116,3	119,7	-2,8%
Lajeado	103,0	93,4	10%
Peixe Angical	146,7	132,0	11%
Energset (13 Centrais Hídricas)	104,8	117,7	-11%
Investimento Operac. (R\$ Milhões)	51,7	48,0	7,8%
Lajeado	1,3	0,8	74%
Peixe Angical	1,4	3,0	-53%
Energset (13 Centrais Hídricas)	20,7	5,8	256%
Nova Capacidade	28,3	38,4	-26%
Empregados (#)	247	231	+16

Comercialização	1T09	1T08	Δ 09/08
Margem Bruta (R\$ Milhões)	9,9	23,8	-58%
Custos Operacionais (R\$ Milhões)	6,6	6,2	6,7%
EBITDA (R\$ Milhões)	3,2	17,5	-82%
Vendas Electricidade (GWh)	1.726,5	1.788,6	-3,5%
Número de Clientes (#)	86,0	94,0	-8,5%

CAPACIDADE EM OPERAÇÃO:

Toda a capacidade instalada da Energias do Brasil é contratada sob PPAs com preços ajustados à inflação e com uma maturidade média de 15 anos. A **margem bruta** aumentou 1,6% vs. 1T08 suportada por:

Conclusão da permuta de activos: Como resultado desta operação que permitiu à Energias do Brasil a consolidação integral de Lajeado/Investco (902MW), a capacidade instalada aumentou de 1.044MW para 1.697 MW, com um impacto positivo de R\$66M na margem bruta de 1T09.

Preços “Spot” elevados no 1T08: Devido aos elevados preços no mercado residual de electricidade, obtivemos um aumento sazonal das vendas de electricidade no 1T08, que nos permitiram ter um impacto não recorrente positivo na margem bruta do 1T08 de R\$44M. Para 2009, o regulador deixou de permitir este tipo de operação (modulação de electricidade vendida) durante o ano. Agora as empresas têm de definir no fim do ano, que volume de energia irão vender em cada mês do ano subsequente. Os valores anuais mantêm-se estáveis mas as empresas podem fazer uma distribuição sazonal dos valores mensais. Para 2009 a Energias do Brasil, contratou um maior volume de energia para ser vendida no 2S09 que no 1S09.

Preços ajustados à inflação: O preço médio de venda caiu 2,8% suportado por preços mais elevados na Energset durante 1S08, onde a empresa tirou vantagem de preços mais elevados no mercado à vista, que compensaram o impacto positivo da actualização da inflação nos PPAs.

Os **custos operacionais** cresceram 20,1% vs. 1T08 devido a um aumento nos custos com pessoal motivados pela operação de permuta de activos. Toda a força de trabalho de Lajeado era já considerada no total de colaboradores da produção no 1T08.

O **investimento operacional** cresceu 8% relativamente ao período homólogo liderado pelo início de construção da central a carvão de Pécem, que compensou a desaceleração de investimento operacional na central hídrica de Santa Fé (+29 MW), que se espera iniciar operações em Jul-09.

CAPACIDADE EM DESENVOLVIMENTO:

Em Julho de 2008, a Energias do Brasil anunciou o início das obras de construção da **central de carvão Pécem** numa parceria de 50% com a MPX Mineração e Energia. 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 “repasso” dos custos de combustível. De acordo com o contrato chave-na-mão existente, o investimento nesta central ascenderá a USD1,2 mil milhões. O projecto será financiado em 75% com dívida de longo prazo, a contrair junto do banco de desenvolvimento brasileiro, BNDES, e em mercado. Em Março 2009, o Banco Inter-Americano de Desenvolvimento aprovou um empréstimo de USD149M para financiar a construção desta unidade.

Em relação a **nova capacidade hídrica**, a central de Santa Fé terá uma capacidade instalada de 29MW (energia assegurada de 16MW) e que deverá iniciar em Jul-09. Em Abr-09, foi atribuída à Energias do Brasil a licença de operação desta central, que vendeu em leilão uma média de 16 MW, ao preço actualizado de R\$137/MWh para um período de 30 anos a iniciar em 209. Em Abril de 2009, o BNDES aprovou o financiamento para a mini-hídrica de Santa Fé no total de R\$76M.

Adicionalmente, a ANEEL ratificou um aumento de potencia em Mascarenhas (17,5 MW), Rio Bonito (5,22 MW) e Suíça (2,3 MW). As últimas duas deverão estar operacionais em 2009 e Mascarenhas em 2010. A energia assegurada pelos aumentos de potência (11,7 MW médios) foi contratada em mercado livre a R\$ 130/MWh.

A actividade de Trading e comercialização é desempenhada pela Enertrade no mercado livre através do fornecimento de energia a grandes clientes industriais sem incorrer em riscos no mercado energético. No 1T09, a margem bruta diminuiu de 58,4% relativamente ao período homólogo, devido à existência no 1T08 de alguns ganhos não recorrentes relacionados com os preços anormalmente altos da energia no mercado “Spot” no período.



Demonstrações de Resultados

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



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	17,0	33,2	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)	(2,5)	6,7	(2,5)	(28,1)	9,7	24,3	7,6
Custos Operacionais	38,6	56,2	228,1	17,4	59,0	12,5	411,7
EBITDA	220,4	161,0	218,4	154,4	111,9	(17,0)	849,1
Provisões	(0,4)	3,6	0,5	(0,1)	0,5	0,6	4,7
Depreciações e Amortizações líquidas ⁽¹⁾	65,3	49,1	83,0	69,9	26,3	18,7	312,3
EBIT	155,5	108,3	135,0	84,6	85,1	(36,3)	532,1

1T08 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	272,5	158,6	444,8	141,1	241,1	0,3	1.258,3
Fornecimentos e serviços externos	20,3	31,4	88,7	19,8	38,5	(28,2)	170,6
Custos com pessoal	18,8	14,5	58,2	8,5	24,2	24,3	148,5
Custos com benefícios sociais	3,9	1,4	20,4	0,2	4,6	(1,5)	29,1
Rendas de concessão	1,0	-	57,0	1,1	-	-	59,1
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	0,6	12,8	(7,7)	(14,0)	13,1	37,5	42,3
Custos Operacionais	44,6	60,2	216,7	15,6	80,4	32,1	449,6
EBITDA	227,8	98,4	228,1	125,5	160,7	(31,9)	808,7
Provisões	(0,2)	1,2	0,5	0,0	4,3	(5,6)	0,3
Depreciações e Amortizações líquidas ⁽¹⁾	57,5	33,0	79,8	45,3	30,0	20,9	266,5
EBIT	170,5	64,2	147,7	80,2	126,3	(47,2)	541,8

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

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonst. Resultados por Trimestre (€ M)	1T08	2T08	3T08	4T08	1T09	2T09	3T09	4T09
Vendas de electricidade	3.152,7	2.888,8	3.147,3	3.180,8	2.866,6	-	-	-
Vendas de gás	336,0	254,3	288,1	348,5	316,3	-	-	-
Outras vendas	17,2	10,1	75,0	34,2	12,6	-	-	-
Prestação de serviços	25,7	35,6	31,9	68,0	37,9	-	-	-
Proveitos Operacionais	3.531,6	3.188,7	3.542,3	3.631,6	3.233,3	-	-	-
Electricidade	1.694,0	1.563,3	1.693,0	1.677,0	1.464,8	-	-	-
Gás	218,6	167,0	167,2	270,3	218,3	-	-	-
Combustíveis	351,7	255,0	427,0	448,8	272,3	-	-	-
Materiais diversos e mercadorias	8,9	16,6	18,6	19,9	17,1	-	-	-
Custos Directos da Actividade	2.273,2	2.001,9	2.305,8	2.415,9	1.972,5	-	-	-
Margem Bruta	1.258,3	1.186,7	1.236,5	1.215,7	1.260,8	-	-	-
Fornecimentos e serviços externos	170,6	184,6	174,9	205,7	165,5	-	-	-
Custos com pessoal	148,5	153,0	133,4	138,7	141,3	-	-	-
Custos com benefícios sociais	29,1	28,7	76,2	27,1	35,4	-	-	-
Rendas de concessão	59,1	58,4	59,3	58,8	61,8	-	-	-
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	42,3	(14,0)	7,1	0,5	7,6	-	-	-
Custos Operacionais	449,6	410,8	450,9	430,9	411,7	-	-	-
EBITDA	808,7	775,9	785,6	784,8	849,1	-	-	-
Provisões	0,3	17,2	11,0	3,6	4,7	-	-	-
Amortizações	293,1	355,0	310,6	347,0	338,5	-	-	-
Compensação de Amortizações	(26,6)	(27,8)	(27,3)	(31,9)	(26,2)	-	-	-
EBIT	541,8	431,6	491,3	466,2	532,1	-	-	-
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financ.	27,0	454,6	1,3	(1,1)	12,9	-	-	-
Resultados financeiros	(184,3)	(327,1)	(180,6)	(250,7)	(165,5)	-	-	-
Resultados em associadas	9,8	9,2	8,5	7,2	4,6	-	-	-
Resultados Antes de Impostos	394,2	568,2	320,5	221,7	384,1	-	-	-
IRC e Impostos diferidos	92,8	91,3	57,4	42,3	88,0	-	-	-
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	(8,5)	0,0	-	-	-	-	-
Resultado Líquido do Exercício	301,4	468,5	263,1	179,4	296,1	-	-	-
Accionistas da EDP	263,3	439,7	237,1	151,7	265,3	-	-	-
Interesses Minoritários	38,1	28,8	26,0	27,6	30,8	-	-	-

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



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

1T08 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Proveitos Operacionais	1.000,0	299,4	142,2	1.548,8	378,4	485,4	(322,5)	3.531,6
Custos Directos da Actividade	611,4	279,6	1,1	1.162,3	297,4	244,3	(322,9)	2.273,2
Margem Bruta	388,5	19,7	141,1	386,5	81,0	241,1	0,4	1.258,3
Fornecimentos e serviços externos	35,2	11,9	19,8	81,2	12,1	38,5	(28,2)	170,6
Custos com pessoal	29,5	2,9	8,5	51,6	7,4	24,2	24,3	148,5
Custos com benefícios sociais	5,3	0,1	0,2	20,3	0,1	4,7	(1,5)	29,1
Outros Custos Operacionais (Líquido)	18,9	(6,0)	(12,9)	51,2	0,8	13,1	36,4	101,4
Custos Operacionais	89,0	8,9	15,6	204,4	20,4	80,4	31,0	449,6
EBITDA	299,6	10,8	125,5	182,0	60,6	160,7	(30,6)	808,7
Provisões	0,0	0,9	-	0,5	0,1	4,3	-5,6	0,3
Depreciações e Amortizações líquidas ⁽¹⁾	89,8	0,6	45,3	69,2	10,7	29,5	21,4	266,5
EBIT	209,7	9,3	80,2	112,3	49,8	126,8	(46,4)	541,8

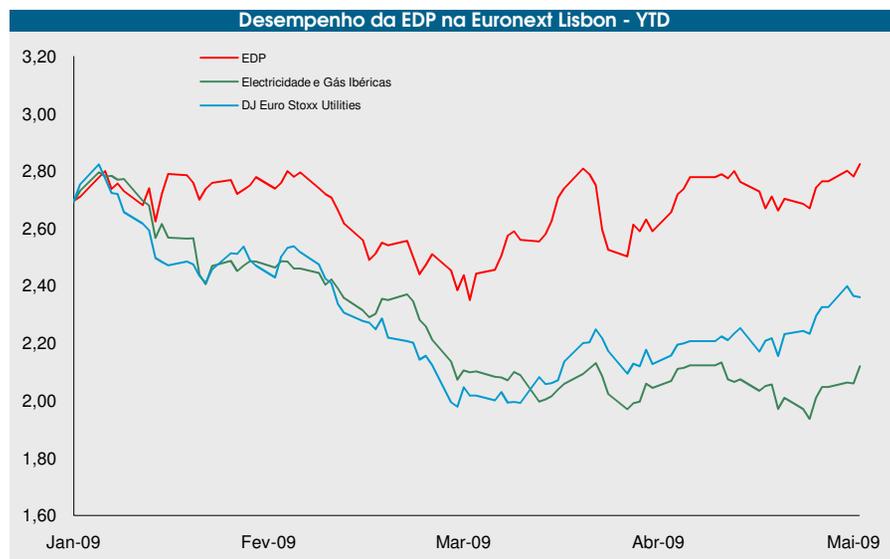
(1) Depreciações e amortizações líquidas de compensação de amortizações de activos subsidiados



edp

Anexos

Desempenho da EDP na Bolsa



Principais Eventos EDP

- Fev-05:** EDP assina empréstimo de €145 milhões com o Banco Europeu de Investimento
- Fev-06:** Fitch mantém rating de longo prazo da EDP em 'A-' atribuindo outlook estável
- Fev-10:** EDP emite obrigações no montante de € 1.000 milhões, a 5 anos
- Mar-05:** EDP cede direito aos ajustamentos tarifários extraordinários relativos a 2007 e 2008
- Mar-05:** EDP contrata linha de crédito de €1.600 milhões
- Mar-06:** Renúncia de membros do Conselho Geral e de Supervisão
- Mar-08:** EDP Renováveis adquire 532MW em projectos eólicos no Rio Grande do Sul
- Mar-11:** Adjudicação à Iberdrola da gestão temporária das centrais hidroeléctricas de Agueira e Raiva
- Abr-15:** Assembleia Geral Anual
- Abr-23:** EDP comunica pagamento de dividendos do exercício de 2008 a partir de 14 de Maio (€0,14 - dividendo bruto)

EDP em Bolsa	YTD	52W	2008
(06-05-2009)			
Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)			
Fecho	2,82	2,82	2,70
Max	2,88	4,22	4,76
Min	2,34	2,06	2,06
Média	2,66	3,02	3,52
Liquidez da EDP na Euronext Lisbon			
Volume de Negócios (€ M)	1.394,5	6.621,8	9.864,4
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	15,5	25,3	37,7
Volume Transaccionado (Milhões de Acções)	523,3	2.191,8	2.800,9
Volume Médio Diário (Milhões de Acções)	5,8	8,4	10,7
Valor de Mercado da EDP			
Capitalização Bolsista (€ M)	10.326	-	9.854
"Enterprise Value" (€ M)	26.120	-	25.648

EDP - Capacidade instalada & Produção de electricidade



Capacidade Instalada - MW ⁽¹⁾	1T09	1T08	Δ MW	Δ 09/08
Produção Contratada LP (PPAs/CMECs)	6.987	6.987	-	0%
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	1.713	1.713	-	
Setúbal	946	946	-	
Carregado	710	710	-	
Barreiro	56	56	-	
Regime Especial (Ex-Eólico)	403	316	87	27%
Mini-Hídricas	160	79	81	
Cogeração+Resíduos	225	226	-1	
Biomassa	18	11	6	
Produção Liberalizada de Electricidade	5.096	4.678	418	9%
Hídrico	910	910	-	
Portugal	484	484	-	
Espanha	426	426	-	
Carvão	1.460	1.460	-	
Aboño I	342	342	-	
Aboño II	536	536	-	
Soto Ribera II	236	236	-	
Soto Ribera III	346	346	-	
CCGT	2.405	1.987	418	21%
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-	
Castejón (2 grupo)	811	811	-	
Soto IV (1 grupo)	418	-	418	
Nuclear	156	156	-	
Trillo	156	156	-	
Fuel	165	165	-	
Tunes	165	165	-	
Eólico (Maior detalhe na página 16)	4.512	3.097	1.415	46%
Europa	2.477	1.776	701	39%
EUA	2.022	1.321	701	53%
Brasil	14	-	14	-
Brasil (Ex-Eólico)	1.697	1.044	653	63%
Hídrico	1.697	1.044	653	63%
Lajeado	903	250	653	
Peixe Angical	452	452	-	
Energest	342	342	-	
TOTAL	18.695	16.122	2.573	16%

Produção de Electricidade (GWh)	1T09	1T08	Δ GWh	Δ 09/08
Produção Contratada LP (PPAs/CMECs)	5.263	3.401	1.862	55%
Hídrico	2.845	1.097	1.748	159%
Fio de água	1.870	622	1.248	
Albufeira	975	475	500	
Carvão	2.207	2.231	-24	-1%
Sines	2.207	2.231	-24	
Fuel	211	73	138	188%
Setúbal	186	51	134	
Carregado	1	-3	4	
Barreiro	25	25	0	
Regime Especial (Ex-Eólico)	534	395	139	35%
Mini-Hídricas	169	40	129	
Cogeração+Resíduos	350	346	3	
Biomassa	15	8	6	
Produção Liberalizada de Electricidade	4.593	5.246	-653	-12%
Hídrico	581	279	302	108%
Portugal	216	140	76	
Espanha	365	139	226	
Carvão	2.390	1.783	607	34%
Aboño I	587	581	6	
Aboño II	915	969	-53	
Soto Ribera II	322	238	84	
Soto Ribera III	566	-4	570	
CCGT	1.476	2.866	-1.390	-49%
Ribatejo (3 grupos)	1.287	2.089	-803	
Castejón (2 grupo)	102	777	-675	
Soto IV (1 grupo)	87	-	87	
Nuclear	147	318	-172	-54%
Trillo	147	318	-172	
Fuel	-0	-0	0	
Tunes	-0	-0	0	
Eólico	2.845	2.032	814	40%
Europa	1.163	1.072	91	8%
EUA	1.675	960	715	75%
Brasil	8	-	8	-
Brasil (Ex-Eólico)	2.116	1.493	623	42%
Hídrico	2.116	1.493	623	42%
Lajeado	1.067	375	692	
Peixe Angical	612	664	-52	
Energest	438	454	-17	
TOTAL	15.352	12.567	2.785	22%

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

Emissões de CO2



Emissões CO2	Emissões CO2 (absoluto, MtCO2)		Específicas (tonelada/GWh)		Produção Bruta (GWh)	
	1T09	1T08	1T09	1T08	1T09	1T08
TOTAL PPA's/ CMECs	2.135	2.045			2.704	2.564
Carvão	1.920	1.934	0,81	0,82	2.369	2.372
Fuel Oil + Gás Natural	215	111	0,64	0,58	335	192
TOTAL PRODUÇÃO LIBERALIZADA	3.302	3.018			4.165	4.871
Carvão	2.753	2.129	1,04	1,11	2.645	1.912
CCGT	550	889	0,36	0,30	1.520	2.959
REGIME ESPECIAL	208	245	0,27	0,31	774	795
TOTAL PRODUÇÃO TÉRMICA	5.645	5.308	0,74	0,64	7.643	8.229
PRODUÇÃO LIVRE EMISSÕES CO2					8.585	5.071
TOTAL PRODUÇÃO			0,35	0,40	16.228	13.301