



Resultados 1S09

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, 30 de Julho de 2009

Índice



Resultados ISO9 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	- 24 -

Resultados 1S09 da EDP: Destaques



As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Demonstração Resultados (€ M)	1S09	1S08	% Δ	Δ Abs.
Margem bruta	2.454	2.445	0,4%	+9
Fornecimentos e serviços externos	353	355	-0,5%	-2
Custos com pessoal	284	301	-5,9%	-18
Custos com benefícios sociais	66	58	14%	+8
Rendas de concessão	124	118	5,8%	+7
Outros custos operacionais (líquidos)	16	28	-45%	-13
Custos operacionais	843	860	-2,0%	-17
EBITDA	1.611	1.585	1,6%	+26
Provisões	19	17	-	+1,3
Depreciações e Amortizações líquidas ⁽¹⁾	612	594	3,2%	+19
EBIT	979	973	0,6%	+6
Resultado da alien. de act. financeiros	28	482	-94%	-454
Resultados financeiros	(287)	(511)	44%	+224
Resultados em associadas	14	19	-28%	-5,3
Resultado antes de impostos	734	962	-24%	-229
IRC e Impostos diferidos	194	184	5,2%	+9
Operações em descontinuação	-	(8)	-	+8
Resultado Líquido do Exercício	540	770	-30%	-230
Accionistas da EDP	479	703	-32%	-224
Interesses Minoritários	61	67	-9,3%	-6

Dados-chave Operacionais	1S09	1S08	% Δ	Δ Abs.
Empregados (#)	11.996	13.049	-8%	-1.053
Capacidade Instalada (MW)	18.888	16.294	16%	+2.594

Dados-Chave Financeiros (€ M)	1S09	1S08	% Δ	Δ Abs.
FFO	1.282	1.015	26%	+267
Investimento Operacional	1.653	1.345	23%	+308
Manutenção	281	300	-6,3%	-19
Expansão	1.372	1.045	31%	+327
Investimentos financeiros Líquidos	-4	-1.610	100%	+1.605

Dados-chave de Balanço (€ m)	Jun-09	Dez-08	% Δ	Δ Abs.
"Equity Value"Contabilístico	6.612	6.365	3,9%	+247
Dívida Líquida	14.218	13.890	2,4%	+329
Rec. Futuros da Act. Regulada	795	1.891	-58%	-1.096
Dívida Líquida/EBITDA (x)	4,4	4,4	0,3%	+0,0
Dívida Líquida Ajustada ⁽²⁾ /EBITDA (x)	4,2	3,8	10%	+0,4

O EBITDA consolidado subiu 2% (€26M), para €1.611M no 1S09, impulsionado por actividades liberalizadas na P.Ibérica (+€100M) e operações eólicas (+€44M). O EBITDA da produção contratada de LP e de redes reguladas, por sua vez, foi penalizado por resultados não recorrentes mais baixos no 1S09 (vs 1S08): (1) impacto negativo de €29M essencialmente relacionado com custos de combustíveis acima dos índices internacionais no 1S09 (vs um impacto positivo de €28M no 1S08) na produção contratada de LP e (2) impacto positivo associado à recuperação através das tarifas de 2008 de um montante de €58M relativo a desvios tarifários de anos anteriores, na distribuição de electricidade em Portugal. O EBITDA recorrente cresceu 7%, de €1.507 para €1.607M.

Os custos operacionais caíram 2% vs. 1S08, para €843M, reflectindo importantes ganhos de eficiência atingidos no âmbito do projecto OPEX no 1S09 (€53M). Os custos com FSEs recuaram 1% para €354M, corolário do adequado controlo de custos, da permuta de activos no Brasil, apenas parcialmente compensados pelo aumento da actividade. Os custos com pessoal recuaram 6%, reflectindo um recente esforço de reestruturação, nomeadamente no Brasil e em Portugal. Os custos com benefícios sociais cresceram 14% (+€8M), inflacionados por €5M de custos com reestruturação no Brasil e prémios de pensões mais altos na distribuição em Portugal. Os outros custos operacionais caíram 45% (-€13M), reflectindo receitas mais altas de PTCs nos EUA.

As depreciações e amortizações líquidas aumentaram 3% (€19M) vs 1S08, para €613M, corolário de: (1) crescimento de capacidade eólica e convencional, (2) perímetro de consolidação alargado (compra da Pebble Hydro), (3) investimentos em infra-estruturas de dessulfurização concluídos em meados de Jun-08. Estes impactos foram apenas parcialmente compensados pelo reconhecimento no 1S08 de uma amortização (imparidade) acelerada de €50M na Enersul, consequência de alterações regulatórias.

Os custos financeiros líquidos recuaram 44% vs 1S08, para €287M, reflectindo: (1) juros financeiros líquidos mais baixos (-14% vs 1S08), graças a um custo médio da dívida mais baixo em 140 pb (4,2%); (2) outros custos financeiros mais baixos resultando principalmente da menor desvalorização em mercado das nossas participações (€29M no 1S09 para reflectir o menor valor de mercado da nossa participação no BCP vs €148M registados no 1S08 referentes à nossa participação na Sonaecom e BCP).

O resultado líquido recuou 32% vs 1S08, para €479M, penalizado por menores ganhos de capital. No 1S09, os ganhos de capital (€28M) incluíram: (1) €13M em resultado da entrada da Sonatrach no capital da CCGT Soto 4 (com participação de 25%), no 1T09; (2) €15M de ganho reconhecidos na venda da participação detida pela Energias do Brasil na ESC 90. Os ganhos de capital no 1S08 (€482M) resultaram essencialmente do ganho gerado na operação de diluição da participação da EDP na EDP Renováveis, no seguimento da Oferta Pública Inicial (€405M). O resultado líquido ajustado de itens não recorrentes cresceu 7%, para €505M.

No 1S09, o **FFO ("Fundos das Operações") aumentou 32%**, para €1.335M, reflectindo: (1) aumento de capacidade em 16%; (2) redução de custos de energia, que mais do que compensaram a queda de preços de venda de electricidade; (3) melhorias de eficiência; (4) redução do custo médio de financiamento. O **investimento operacional** totalizou €1.653M, 83% dos quais referentes a projectos de expansão. Os novos projectos hídricos e eólicos absorveram 90% do total de investimento de expansão. Os **recebimentos futuros relacionados com a actividade regulada** diminuíram de €1.891M em Dez-08 para €795M com base na venda sem recurso do direito de receber o dífice tarifário de Portugal (€1,2MM) e um aumento nos activos a receber por revisibilidade dos CMECs (+€157M para €432M, a recuperar no prazo de 2 anos). A **dívida líquida** em Jun-09 totalizou €14,2MM versus 13,9MM em 2008.

No fim de Jun-09, a dívida líquida/EBITDA da EDP foi 4,4x. Excluindo os rec. futuros da actividade regulada, a dívida líquida/EBITDA fixou-se em 4,2x. No 1S09, a EDP reforçou ainda mais a sua liquidez e perfil financeiro com a emissão de obrigações a 5 anos no valor de €1MM (Fev-09), 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 (Mar-09) e com a emissão de obrigações a 7 anos no valor de €1MM (Jun-09). A posição em depósitos e linhas de crédito disponíveis em Jun-09 ascende a €4,5MM.

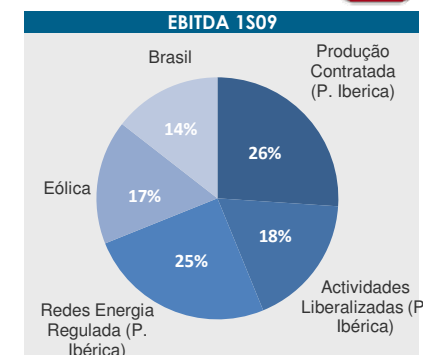
(1) Depreciações e amortizações líquidas de compensação de amortizações de activos subsidiados

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

EBITDA Breakdown



EBITDA (€ M)	1S09	1S08	Δ %	Δ Abs.	1T08	2T08	3T08	4T08	1T09	2T09	3T09	4T09
Produção Contratada LP	424,7	450,4	-5,7%	(26)	227,5	222,9	212,7	193,5	220,2	204,6	-	-
Actividades Liberalizadas	290,1	189,9	53%	100	98,4	91,5	83,0	112,5	161,0	129,2	-	-
Redes Reguladas P. Ibérica	409,4	458,1	-11%	(49)	228,1	230,0	265,7	235,4	218,4	191,0	-	-
Eólico	270,8	226,7	19%	44	125,5	101,2	79,7	131,4	154,4	116,4	-	-
Brasil	235,9	297,7	-21%	(62)	160,7	137,0	156,3	108,3	111,9	124,0	-	-
Outros	(20,5)	(38,3)	46%	18	(31,5)	(6,8)	(11,8)	3,6	(16,8)	(3,8)	-	-
Consolidado	1.610,5	1.584,5	1,6%	26	808,7	775,9	785,6	784,8	849,1	761,4	-	-



A EDP registou uma subida de 2% (+€26M) vs.1S08 no EBITDA consolidado, de €1.585M para €1.611M. Excluindo itens não recorrentes, o EBITDA cresceu 7%, de €1.507M para €1.607M. Os principais destaques foram:

Produção Contratada de LP na P.Ibérica - No 1S09 o EBITDA recuou 6% (-€26M) vs. 1S08, penalizado por perdas não recorrentes de €29M (vs. ganhos de €28M no 1S08) fortemente relacionado com custos de combustíveis. Note-se que como resultado da estratégia da EDP de hedging através de instrumentos financeiros da variação nos preços dos combustíveis entre o momento da aquisição e momento do consumo, este impacto negativo é compensado ao nível dos resultados financeiros, seja em trimestres anteriores, no presente, ou nos seguintes. O EBITDA recorrente aumentou 6% para €452M impulsionado por (i) subida de 4% (+€17M) na margem bruta recorrente de PPA/CMECs devido a disponibilidade e rácios de eficiência acima dos valores contratados, margem bruta contratada adicional resultante das novas instalações de DeSox na central de Sines (sob CAE/CMEC); (2) perímetro de consolidação alargado (+12M).

Actividades liberalizadas P.Ibérica - O EBITDA cresceu 53% (+€100M) liderado por um aumento de 38% (+€112M) na margem bruta: (1) +€85M na produção de electricidade liberalizada justificada por maiores margens, maior contribuição de produção a carvão e hídrica; (2) +€14M na comercialização de electricidade, liderada por volumes e margens; (3) +€14M na comercialização de gás, justificado por maiores volumes e margens nos segmentos residenciais e comerciais de gás. Como resultado da estratégia da contratação das vendas de electricidade a prazo, com fixação simultânea das margens, a margem efectiva de electricidade subiu 21% vs 1S08 para €25/MWh. A produção desta área de negócio caiu 2,6%, revelando um desempenho claramente superior ao do regime convencional em Espanha (-15% vs. 1S08). A EDP foi compradora líquida na pool, beneficiando de menores preços sempre que estes estiveram abaixo do seu custo marginal de produção. Os clientes de retalho do grupo (com volumes 31% mais altos vs. 1S08) absorveram 85% da nossa produção liberalizada. Adicionalmente, 110% da nossa produção liberalizada foi vendida a preços fixos (a clientes finais e em mercado a prazo).

Redes Reguladas P.Ibérica - O EBITDA caiu 11% (-€49M) para €409M reflectindo (i) o desempenho da actividade de distribuição em Portugal (-€42M) e (ii) o desempenho da distribuição de gás em Portugal (-€12M). Na distribuição de electricidade em Portugal (70% do EBITDA de redes reguladas na P.Ibérica) a margem bruta regulada recuou 3% vs.1S08 para €660M, reflectindo por um lado, a recuperação através das tarifas de electricidade em 2008 de €58M de desvios tarifários de anos anteriores e, por outro lado, as melhorias introduzidas no novo período regulatório 2009-2011. Por sua vez, o EBITDA de distribuição de gás em Espanha subiu 10% vs 1S08, para €79M.

A procura de electricidade em Portugal manteve um crescimento sustentado próximo de 4% vs. 1S08 no segmento de baixa tensão (clientes maioritariamente residenciais) enquanto que o de tensão normal (clientes maioritariamente industriais) registou uma quebra de cerca de 8% vs. 1S08. A performance do EBITDA da distribuição de gás em Portugal foi penalizada pela revisão tarifária que teve lugar em Jul-08 e que prolongou o período de concessão mas diminuiu a margem bruta de curto prazo.

Eólica - O EBITDA da EDP Renováveis (EDPR) cresceu 19% (€44M) impulsionado por margem bruta mais elevada (+21%, +€53M) devido a maior produção (+33% vs. 1S08) e uma menor exposição aos preços de mercado. Nos EUA a margem bruta ajustada de PTCs e outros proveitos relacionados com parcerias com investidores institucionais (+64% vs.1S08, para €156M) foi liderada por um aumento de 53% da produção como consequência do acréscimo de capacidade (+61%). O preço médio de electricidade no período foi 2% mais baixo vs. 1S08 para os USD47,5/MWh, penalizado por parques sem PPAs contratados. Na Europa, mesmo com uma forte queda no preço efectivo alcançado na pool espanhola e menores factores de utilização, a EDPR conseguiu atingir um aumento de 3% (vs.1S08) da margem bruta, para €199M, beneficiando da estratégia de gestão activa de risco do grupo para reduzir a sua exposição aos preços da pool. Durante o 1S09, a EDPR vendeu c1TWh a prazo, o que resultou num ganho de €12M. Os factores de utilização médios na Europa (-2pp vs.1S08 nos 25%) e EUA (-2pp vs.1S08 nos 36%) foram penalizados por baixos factores de disponibilidade, menores recursos eólicos e condições extraordinárias em 1T08.

Brasil - A partir de Set-08, corolário da conclusão da operação de permuta de activos com o Grupo Rede, a empresa de distribuição de electricidade Enersul foi excluída do perímetro de consolidação enquanto que a central hidroeléctrica do Lajeado (detida em 73% vs 27,65% anteriormente) começou a ser consolidada integralmente. No 1S09, a contribuição da Energias do Brasil para o EBITDA consolidado recuou 21% (€62M) vs. 1S08, afectada negativamente pela depreciação em 11% do Real contra o Euro (€29M), por custos de reestruturação (RH) registados no 1S09 (€5M) e por ganhos não recorrentes registados no 1S08 (€26M, como resultado de volumes vendidos acima dos produzidos). O EBITDA da distribuição (em moeda local, excluindo a Enersul em 2008) cresceu 3% para os R\$373M, justificada por (1) 1% de aumento dos volumes vendidos (fruto de uma queda de 9% nos volumes vendidos ao segmento industrial, compensada por 5% de aumento nos volumes vendidos aos segmentos residencial e comercial) e (2) menor exposição dos proveitos regulados à procura industrial do que a variações na procura comercial/residencial, (3) quebra de 25% vs. 1S08 na electricidade distribuída aos clientes do mercado livre devido à diminuição do consumo dos grandes clientes industriais.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Provisões & Amortizações (€ M)	1S09	1S08	% Δ	Abs. Δ
EBITDA	1.610,5	1.584,5	1,6%	+26,0
Provisões	18,8	17,5	-	+1,3
Amortizações	666,3	648,1	3%	+18,3
Compensação amort. activo subsidiado	(53,9)	(54,4)	1%	+0,5
EBIT	979,3	973,4	0,6%	+5,9

Resultados Financeiros (€ M)	1S09	1S08	% Δ	Abs. Δ
Juros financeiros líquidos	(294,9)	(341,2)	13,6%	+46,3
Diferenças de câmbio	7,7	5,4	-	+2,3
Rendimentos de particip. de capital	7,6	4,1	-	+3,5
Outros ganhos e perdas financeiros	(7,6)	(179,7)	96%	+172,2
Resultados Financeiros	(287,2)	(511,4)	43,8%	+224,2

Ganhos/(Perdas) Empresas Associadas (€ M)	1S09	1S08	% Δ	Abs. Δ
Setgás (19.8%)	1,6	1,0	68%	+0,7
CEM (21%)	5,0	4,7	5%	+0,2
Turbogás (40%)	-	4,3	-	-4,3
DECA II (EEGSA (21%))	2,5	6,5	-61%	-4,0
Portisines	2,0	0,1	-	+1,9
EDP Renováveis (subsidiárias)	1,8	2,1	-16%	-0,3
Outros	0,8	0,3	-	+0,5
Total	13,7	19,0	-27,8%	-5,3

Ganhos/(Perdas) Alien. Activos Financ. (€ M)	1S09	1S08	% Δ	Abs. Δ
IPO EDP Renováveis	-	405,3	-	-405,3
Turbogás & Portugen	-	49,4	-	-49,4
ESC 90	14,7	-	-	+14,7
REN (1.5%)	-	17,0	-	-17,0
Edinfor (40%)	-	4,8	-	-4,8
Soto IV	12,9	-	-	+12,9
Outros	0,3	5,0	-94,3%	-4,7
Grupo EDP	27,9	481,5	-94,2%	-453,6

Taxa Imposto (€ M)	1S09	1S08	% Δ	Abs. Δ
Resultados Antes de Impostos	733,7	962,4	-23,8%	-228,7
IRC e Impostos diferidos	193,5	184,1	5,2%	+9,5
Taxa de imposto efectiva (%)	26,4%	19,1%	7,3 pp	-
Ganhos/(perdas) alien. operações descont.	-	(8,5)	-	+8,5

Interesses Minoritários (€ M)	1S09	1S08	% Δ	Abs. Δ
EDP Renováveis	14,0	5,0	-	+9,0
HC Energia+Naturgas	1,3	2,8	-54%	-1,5
Subsidiárias Gás Portugal	1,0	1,9	-47%	-0,9
Energias do Brasil	44,4	57,1	-22%	-12,7
Outros	-	0,1	-	-0,1
Grupo EDP	60,7	66,9	-9%	-6,2

As **amortizações** aumentaram 3% no período, devido: i) a um aumento nas amortizações da EDPR, decorrente dos aumentos de capacidade; ii) aos investimentos efectuados em infra-estruturas de dessulfurização nas centrais de produção em regime de CAE/CMEC; iii) à entrada em operação da CCGT Soto 4 em Espanha, em Set-08; e iv) ao alargamento do perímetro de consolidação no seguimento da aquisição da mini-hídrica Pebble; o que mais do que compensou o impacto do v) reconhecimento no 1S08 de uma amortização (imparidade) acelerada de €50M na Enersul, consequência de alterações regulatórias.

Resultados financeiros:

Os **juros financeiros líquidos** diminuíram 14% no período, para €295M no 1S09, beneficiando de uma queda de c140pb no custo médio da dívida, de 5,6% no 1S08 para 4,2% no 1S09, em linha com a redução das taxas de juro de curto prazo (de notar que c56% da dívida da EDP está indexada a taxa variável sendo o seu principal indexante a Euribor a 3 meses, que caiu de 4,67% em média no 1S08 para 1,66% no 1S09). Este efeito compensou o aumento de 18% na dívida líquida;

Os **outros resultados financeiros** incluem: i) um montante de €29M no 1S09, para reflectir a diminuição do valor de mercado da participação que a EDP detém no BCP (3,2%) (vs. uma perda de €148M no 1S08 que reflectiu a diminuição do valor de mercado das participações detidas pela EDP no BCP e Sonaecom (8%)); e ii) uma perda de €16M (vs. uma perda de €73M no 1S08) relacionada com operações de hedging nos mercados energéticos (actividade de produção);

Os **ganhos em empresas associadas** totalizaram €14M no 1S09 (-€5M em relação ao período homólogo): i) o valor do 1S08 inclui uma contribuição de €4M da Turbogás (vendida em Mai-08); e ii) a contribuição da DECA II diminuiu em €4M no período.

Os **ganhos/perdas na alienação de activos financeiros** totalizaram €28M no 1S09, consequência: i) 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, o que se reflectiu num ganho de €13M; ii) do reconhecimento de um ganho de €15M com a venda da participação detida pela Energias do Brasil na ESC 90. Os ganhos de capital no 1S08 incluem: i) um ganho de €405M resultante da diluição da participação da EDP na EDP Renováveis, no seguimento da Oferta Pública Inicial; ii) um ganho de €49M obtido com a venda das participações detidas pela EDP na Turbogás e na Portugen; iii) um ganho de €17M que resultou da venda de uma participação de 1,5% do capital da REN; e iv) um ganho de €4,8M consequência 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 subiu em 7,3pp face ao período homólogo, essencialmente pelo facto do ganho do IPO da EDPR (Oferta Pública Inicial) em 2008 não foi objectivo de tributação.

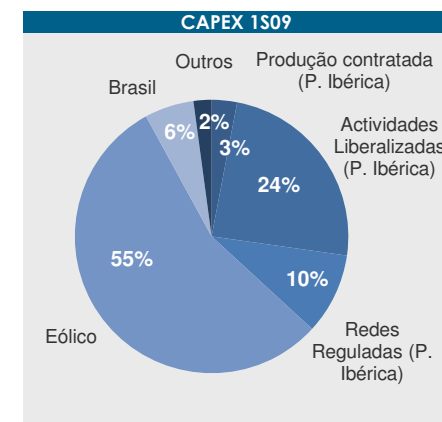
Os **interesses minoritários** diminuíram 9% no período para €61M, devido a uma diminuição dos minoritários da Energias do Brasil decorrente dos programas de recompra de acções e da compra de minoritários ligada ao cumprimento dos requisitos regulatórios subsequentes à permuta de activos Enersul/Lajeado (Out-08), tendo estas operações resultado num aumento da percentagem de consolidação no Grupo EDP de 64,5% para 71,9%. 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)	1S09	1S08	% Δ	Abs. Δ
Prod. Contratada (P. Ibérica)	49,6	51,9	-4,4%	-2,3
Liberalizado (P. Ibérica)	401,0	252,7	58,7%	+148,2
Redes Reguladas (P. Ibérica)	158,1	132,8	19,1%	+25,3
Eólico	912,5	759,8	20,1%	+152,7
Brasil	96,3	129,6	-25,7%	-33,3
Outros	35,5	18,0	97,6%	+17,5
Grupo EDP	1.653,0	1.344,8	22,9%	+308,1
Expansão	1.372,1	1.044,9	31,3%	+327,2
Manutenção	280,9	299,9	-6,3%	-19,0

1T08	2T08	3T08	4T08	1T09	2T09	3T09	4T09
24,7	27,2	45,4	42,7	21,0	28,6	-	-
85,6	167,2	101,7	162,4	292,2	108,8	-	-
58,9	73,9	88,8	139,2	63,4	94,7	-	-
369,6	390,2	489,1	841,9	403,5	509,0	-	-
57,0	72,6	53,2	246,2	39,7	56,5	-	-
10,8	7,2	47,9	14,9	20,6	14,9	-	-
606,6	738,2	826,1	1447,3	840,5	812,5	-	-
465,6	579,3	606,9	1.186,8	716,3	655,8	-	-
141,0	159,0	219,2	260,4	124,2	156,7	-	-



Projectos que Entraram em Operação em 2009 (€ M)	MW ⁽¹⁾	Invest. 1S09
Eólico	218	286,5
Biomassa	14	10,7
Hídrica (Brasil)	29	18,0
Total	261	315,2

Projectos em Desenvolvimento (€ M)	MW	Invest. 1S09	Invest. Acumulado
Projectos em Construção			
Hídricas Portugal	847	59,3	185,8
Eólico 2	1.261	626,1	1.540,1
CCGT Pen. Ibérica	1.286	88,1	555,5
Carvão Brasil	360	16,2	199,5
Hídrica Brasil	25	10,1	15,2
Total	3.779	799,8	2.496,1
Concessão Hídricas		231,7	479,8
Total		1.031,5	2.975,9

O investimento operacional do Grupo EDP aumentou 23% no período (+€308M) para €1.653M, devido essencialmente a um aumento de €327M do investimento operacional de expansão (que representa 83% do investimento operacional total). Os novos projectos hídricos e eólicos representaram 90% do investimento em expansão. Os principais factores de crescimento foram a nossa actividade de produção liberalizada na Península Ibérica, devido ao pagamento de €232M relativos aos direitos de concessão das barragens de Fridão (231MW) e Alvito (220MW), e a nossa actividade eólica, com a conclusão de 218MW e a construção de 1.261MW adicionais. De notar que 76% do investimento operacional da EDP no 1S09 foi alocado a operações com um baixo perfil de risco. No 1S09, a EDP instalou 261MW de capacidade: i) 218MW de capacidade eólica (200MW nos EUA e 18MW na Europa); ii) 14MW de capacidade em biomassa em Portugal; e iii) 29MW de capacidade hídrica no Brasil. Adicionalmente, a Jun-09, a EDP tinha c3.800MW de capacidade em construção, tendo sido já investido um total de €2.575M. O investimento operacional de manutenção diminuiu 6% no período, devido à exclusão da Enersul do perímetro de consolidação, bem como a menores investimentos de Desox/Denox nas nossas centrais a carvão de Sines, Aboño e Soto.

Na **energia eólica**, o investimento operacional totalizou €913M: (1) €287M investidos em 218MW que iniciaram operações no 1S09 (inclui também montantes despendidos em MW adicionados em 2008); e (2) €625M investidos em 1.261MW em construção a Jun-09 e em capacidade em estudo e desenvolvimento mas com investimento já comprometido (nomeadamente pagamento a fornecedores por turbinas já contratadas).

Foram investidos €401M na nossa actividade de **produção liberalizada na Península Ibérica** (+€148M). Um total de €291M foram investidos em capacidade de 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 677MW) e uma nova barragem (Baixo Sabor com 170MW). No que respeita ao investimento em **CCGTs**, foram investidos €88M durante o 1S09 nos trabalhos de construção de: i) Soto 5 em Espanha (424MW), com entrada em operação prevista para 2011; e ii) Lares I & II em Portugal (862W), cuja entrada em funcionamento está prevista para o 3T09.

O investimento operacional em **redes reguladas na Península Ibérica** totalizou €158M no 1S09, dos quais 71% foram investidos na nossa actividade de distribuição em Portugal, com enfoque na expansão da rede e melhoria da qualidade do serviço.

No **Brasil**, o investimento operacional totalizou €96M no 1S09: i) €34M foram investidos na expansão da capacidade de produção, com a construção da central a carvão de Pécem com CAE (720MW, detida em 50% pela Energias do Brasil), cuja entrada em operação está prevista para Dez-2011, e com a conclusão da central hidroeléctrica de Santa Fé (29MW), que entrou em funcionamento em Jun-09; ii) €22M foram investidos na rede de distribuição de electricidade (capex de manutenção).

(1) EBITDA MW.

(2) Inclui Eólicas de Portugal (91MW)

Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M)	1S09	1S08	% Δ	Abs. Δ
Resultado líquido antes de interesses minoritários	540,2	769,9	-30%	(229,7)
Amortizações Líquidas	612,5	593,7	3,2%	18,8
Provisões Líquidas	71,1	29,7	139%	41,3
Outras variações não financeiras	(7,7)	(153,8)	-	146,1
Impostos	26,6	90,8	-71%	(64,2)
Outros ajustamentos	39,2	(315,3)	-	354,5
FFO	1.281,8	1.015,0	26%	266,8
Juros financeiros líquidos	294,9	302,3	-2,4%	(7,3)
Resultados de Associadas e outros investimentos	(13,7)	(19,0)	-28%	5,3
Investimento em fundo de maneo	846,5	(335,1)	-	1.181,6
Défice e Desvios Tarifários *	1.096,4	(199,7)	-	1.296,1
Cash Flow Operacional	2.409,5	963,2	150%	1.446
Investimento operacional de expansão	(1.372,1)	(1.044,9)	31%	(327,2)
Investimento operacional em benfeitorias	(280,9)	(299,9)	-6,3%	19,0
Variação de fundo maneo de fornecedores de imobilizado	(243,9)	(861,8)	-72%	617,9
Cash Flow Operacional Líquido	512,6	(1.243,4)	-	1.756,0
Investimentos financeiros (líquidos) / Desinvestimentos	4,1	1.609,5	-	(1.605,4)
Juros financeiros líquidos pagos	(290,9)	(236,7)	23%	(54,2)
Dividendos recebidos de Associadas e outros investimentos	21,4	4,1	421%	17,3
Dividendos pagos	(507,2)	(454,9)	11%	(52,2)
Recebimentos antecipados de parceiros instit. nos EUA	39,3	168,1	-77%	(128,8)
Outras variações não operacionais	(108,1)	(182,8)	-41%	74,7
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(328,7)	(336,2)	2,2%	7,5
Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	1S09	1S08	% Δ	Abs. Δ
PRINCIPAIS INVESTIMENTOS FINANCEIROS	63,9	185,7	-66%	(121,8)
Perímetro Consolidação EDP Renováveis	53,3	69,9	-24%	(16,6)
BCP	-	42,0	-	(42,0)
Biomassa	-	21,7	-	(21,7)
Energias do Brasil	0,0	45,5	-	(45,5)
Outros	10,5	6,5	61%	4,0
PRINCIPAIS DESINVESTIMENTOS FINANCEIROS	68,0	1.795,2	-96%	(1.727,2)
CCGT Soto IV	17,0	-	-	17,0
ESC90 (Brasil)	34,4	-	-	34,4
IPO EDP Renováveis	-	1.566,7	-	(1.566,7)
Turbogás/Portugen (40%/27%)	-	140,1	-	(140,1)
REN	-	28,0	-	(28,0)
Perímetro Consolidação EDP Renováveis	-	7,7	-	(7,7)
Edinfor (40%)	-	46,4	-	(46,4)
Outros	16,5	6,2	166%	10,3
Principais Investimentos Financeiros Líquidos	(4,1)	(1.609,5)	-	1.605,4

* inclui recebimentos por cedência de direito aos ajustamentos tarifários (€1.2MM)

O **FFO** aumentou 26% no período para €1,282M em resultado do: 1) aumento de 16% da capacidade instalada, 2) uma quebra nos custos de energia que mais que compensou a diminuição do preço de venda da electricidade, 3) melhorias de eficiência e 4) diminuição do custo médio da dívida. Note-se que no 1S08, o item “outras variações não financeiras” e “outros ajustamentos” incluem perdas de imparidades nas nossas participações financeiras e ganhos com a diluição da nossa participação na EDP Renováveis como resultado do “IPO”. O FFO não inclui o impacto dos desvios tarifários nas actividades contratadas de longo prazo, reflectidas ao nível das variações no fundo de maneo.

O **cash flow operacional consolidado** aumentou 1,5x no 1S09 para €2.410M 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 esta transacção, os recebimentos futuros da actividade regulada gerados no 1S09 deram uma contribuição negativa de €109M ao FCF da EDP no período, essencialmente devido ao défice tarifário em Espanha e aos desvios negativos do fluxo de caixa do sistema de CMECs no período a ser recuperado nos próximos 2 anos.

O **investimento operacional de expansão** aumentou 31% no 1S09 para €1.372M, no seguimento do pagamento de €232M relativos aos direitos de concessão das centrais hidroeléctricas de Fridão e Alvito em Portugal e dos investimentos na actividade eólica. O aumento na “variação de fundo maneo de fornecedores de imobilizado” reflectem os €759M pagos, no 1S08, pelos direitos de operar as centrais hídricas actualmente sob PPAs/CMECs depois do término destes contratos. Esta rubrica respeita também aos pagamentos relacionados com os activos fixos já incluídos no balanço de 2008.

Os **desinvestimentos financeiros** incluem principalmente o encaixe pela venda da empresa de telecomunicações ESC90 no Brasil e o encaixe de capital resultante da entrada da Sonatrach no capital de Soto 4 (com uma participação de 25%) no 1S09. Os investimentos financeiros no 1H09 incluem a aquisição da CENAEEL por parte da EDPR, empresa que detém parques eólicos e projectos no Brasil e pagamento de “success fees” na relacionados com projectos eólicos em desenvolvimento adquiridos anteriormente pela EDP.

Em 14 de Maio de 2009, a EDP pagou o seu **dividendo anual** totalizando €507M (€0,14/ acção).

No 1S09, a nossa subsidiária para o negócio de produção eólica nos EUA, recebeu dos parceiros institucionais €39M, relacionados com acordos assinados em Dez-08.

Em suma, a dívida líquida aumentou €0,3MM.

Balanço Consolidado



Activo (€ M)	Jun vs. Dez			Variação Anual	
	Jun-09	Dec-08	Δ abs.	Jun-08	Δ abs.
Activos fixos tangíveis	22.299	21.126	1.174	19.487	2.812
Activos intangíveis	6.014	5.842	171	5.472	542
Investimentos financeiros	568	524	44	657	-89
Impostos diferidos activos	685	540	145	682	3
Inventários	258	277	-19	315	-56
Clientes (líquido)	1.652	1.759	-106	1.715	-63
Outros Devedores (líquido)	4.188	4.845	-657	3.489	699
Act. Fin. ao justo valor através dos resultados	91	83	7	42	49
Caixa e equivalentes de caixa	1.871	714	1.158	1.325	546
Total do Activo	37.627	35.709	1.917	33.184	4.442
Capital Próprio (€ M)	Jun vs. Dez			Jun-08	
	Jun-09	Dec-08	Δ abs.	Jun-08	Δ abs.
Capital	3.657	3.657	-	3.657	-
Acções próprias e prémios de emissão acções	377	375	2	398	-21
Resultados e outras reservas	2.099	1.241	858	1.580	519
Resultado líquido atribuível accionistas da EDP	479	1.092	-612	703	-224
Interesses Minoritários	2.382	2.182	201	2.155	228
Total do Capital Próprio	8.995	8.547	448	8.493	502
Passivo (€ M)	Jun vs. Dez			Jun-08	
	Jun-09	Dec-08	Δ abs.	Jun-08	Δ abs.
Empréstimos (médio e longo -prazo)	12.610	10.874	1.736	11.217	1.393
Empréstimos (curto-prazo)	3.570	3.812	-242	2.178	1.391
Provisões para riscos e encargos	346	324	22	391	-45
Conta de hidráulidade	243	238	5	233	10
Impostos diferidos passivos	703	656	47	650	53
Credores e outros passivos (líquido)	11.160	11.258	-99	10.023	1.137
Total do Passivo	28.632	27.162	1.469	24.692	3.940
Total do Capital Próprio e Passivo	37.627	35.709	1.917	33.184	4.442
Recebimentos futuros da act. regulada (€ M)	Jun vs. Dez			Jun-08	
	Jun-09	Dec-08	Δ abs.	Jun-08	Δ abs.
Portugal ⁽¹⁾	(60)	1.145	-1.205	607	-667
Espanha ⁽⁴⁾	373	415	-42	315	58
Brasil ⁽¹⁾	50	56	-6	44	6
Revisibilidade dos CMEC's	432	275	157	187	245
Total	795	1.891	-1.096	1.153	-358
Prov. para benef. sociais e I. Partnership (€ M)	Jun vs. Dez			Jun-08	
	Jun-09	Dec-08	Δ abs.	Jun-08	Δ abs.
Pensões ⁽³⁾	1.040,1	1.082,9	-42,8	997,3	42,9
Actos Médicos	758,6	751,0	7,7	785,2	-26,5
"Institutional Partnership" - Passivo ajustado ⁽⁴⁾	825,5	851,8	-26,3	738,9	86,6
Total	2.624,3	2.685,7	-61,4	2.521,3	102,9

O **activos tangíveis fixos** aumentaram €2,8MM vs Jun-08 e €1,2MM vs Dez-08 para €22,3MM na sequência dos investimentos realizados na construção de novas centrais eléctricas, nomeadamente eólicas e CCGTs e na extensão da rede regulada. O aumento de €0,2MM 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 em virtude da entrega ao Instituto de Ambiente das licenças de CO2 atribuídas para o ano 2008 em função dos consumos reais conforme explicado nos últimos resultados. Esta rubrica está totalmente compensado por uma diminuição do lado do passivo ao nível de credores). 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 €659M em Jun-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 queda de €0,7MM vs Dez-08, no seguimento da securitização em Mar-09 de €1,2MM do défice tarifário gerado em 2007 e 2008 e o impacto do mark-to-market dos instrumentos de derivados financeiros. Em Jun-09, o balanço da EDP continuava a incluir €745M de activos decorrentes da actividade regulada (ex-Brasil).

O aumento de €0,2MM vs Dez-08 em **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** reflecte o resultado líquido do período, o pagamento de dividendos de €507M em Mai-08 e uma maior variação da rubrica reservas (cambiais, variação do valor de activos financeiros, etc.).

O aumento de €0,2MM dos **interesses minoritários** está principalmente relacionado com a apreciação do real face ao euro (3,24 em Dez-08 vs. 2,74 em Jun-09).

Os €11,2MM 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 €1,1MM vs Jun-08 em **credores e outros passivos** reflecte: 1) o reconhecimento de um superávit tarifário no 1S09 na actividade de comercialização de último recurso em Portugal, a ser paga ao sistema através de tarifas no futuro (€0,7MM), 2) variação sazonal de licenças de emissão de CO2 e uma 3) diminuição em fornecedores correntes e de imobilizado. A diminuição de €0,1M vs Dez-08 deve-se a uma diminuição das rubricas 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 €826M em Jun-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⁾ Pensões incluem o valor da provisão relacionada com os custos do Programa de Apoio à Reestruturação da EDPD, que estão a ser recuperados na tarifa

⁽²⁾ Valor do 1S09 líquido dos custos com "CO2 Clawback"

⁽⁴⁾ Ajustado por proveitos não-recorrentes diferidos

Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por empresa (€m)	1S09	2008	EDP %
EDP S.A. and EDP Finance BV	13.651,7	12.417,5	100%
EDP Produção	195,6	190,2	100%
HC Energia	509,5	448,7	97%
EDP Renováveis	545,1	558,1	78%
EDP Gás	104,7	111,4	72%
Energias do Brasil	1.087,7	935,5	72%
Outros	(0,0)	(0,0)	-

Dívida Financeira Nominal	16.094,2	14.661,5
----------------------------------	-----------------	-----------------

Juros da dívida a liquidar	148,4	142,2
----------------------------	-------	-------

Dívida Financeira Nominal+Juros a Liquidar	16.242,7	14.803,7
---	-----------------	-----------------

"Fair Value"(dívida coberta)	(62,6)	(117,3)
------------------------------	--------	---------

Dívida Financeira	16.180,1	14.686,3
--------------------------	-----------------	-----------------

Caixa e Equivalentes	1.871,3	713,6
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	1.365,8	290,1
HC Energia e Subsidiárias	42,5	23,8
EDP Renováveis	289,5	229,7
Portgás	0,1	-
Energias do Brasil	173,4	170,0
Activos financeiros detidos para negociação	90,6	83,2

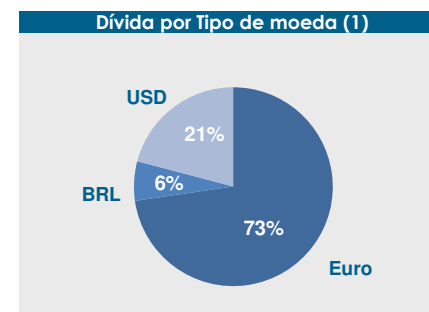
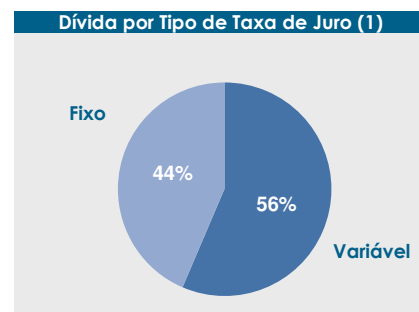
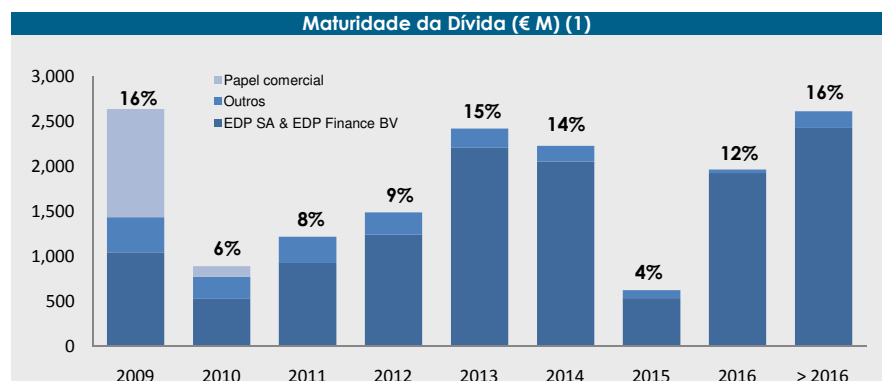
Dívida Líquida do Grupo EDP	14.218,2	13.889,5
------------------------------------	-----------------	-----------------

Rating da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
-------------------------	----------------	----------------	--------------

EDP SA & EDP Finance BV	A-/Stab/A2	A3/Stab/P2	A-/Stab/F2
Último Relatório de Rating	03/07/2008	09/06/2009	06/02/2009

Rácios de Dívida	1S09	2008
-------------------------	-------------	-------------

Dívida Líquida / EBITDA	4,4x	4,4x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado activos reg.	4,2x	3,8x



A dívida líquida/EBITDA e dívida líquida/EBITDA ajustada de recebimentos futuros da actividade regulada EDP no 1S09 foi 4,4x e 4,2x respectivamente.

Em Jun-09, a EDP emitiu obrigações no montante de €1.000M com vencimento em Set-16 e juros à taxa fixa de 4,75%. Esta emissão destina-se a financiar as necessidades decorrentes da actividade normal da empresa, permitindo alongar o seu prazo de maturidade e reforçar a flexibilidade financeira para necessidades futuras.

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 emitiu títulos de dívida no montante de €1.000M com maturidade em Fev-14. Um montante significativo desta emissão foi convertido em USD à taxa fixa, para cobertura dos investimentos líquidos das subsidiárias americanas.

O peso da taxa fixa na dívida consolidada do grupo aumentou devido às emissões acima mencionadas em Fev-09 e Jun-09 (67% variável/33% fixa em 2008 vs. 56% variável/44% fixa no 1S09). A nossa principal taxa de referência é a Euribor a 3 meses.

Em Jun-09, Moody's baixou o rating da EDP de 'A2/Neg' para 'A3' atribuindo outlook estável. No entanto, a Moody's realça que o plano de investimentos para o período 2009-12, 60% dos quais em expansão no negócio eólico, deverá conduzir a um aumento do cashflow futuro que gradualmente melhorará os rácios financeiros da empresa até 2012.

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 Jun-09, a EDP contratou linhas de crédito que totalizaram €3.668M dos quais €2.577M ficaram disponíveis. No total, a EDP tem €4.539M de caixa e linhas de crédito disponíveis. A rubrica caixa e equivalentes aumentou 162% devido à cedência de forma plena e sem recurso dos direitos ao recebimento do ajustamento tarifário de 2007 e 2008 em Mar-09 (€1,2MM) e à emissão do Eurobond em Jun-09.

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

⁽¹⁾ Valor Nominal



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanco Eléctrico (GWh)	Portugal			Espanha		
	1S09	1S08	Δ%	1S09	1S08	Δ%
Hidroeléctrica	4.336	3.699	17%	13.840	11.672	19%
Nuclear	-	-	-	26.006	30.419	-15%
Carvão	5.977	4.238	41,0%	18.208	21.930	-17%
CCGT	5.302	6.613	-20%	34.998	45.530	-23%
Fuel/Gas/Diesel	236	180	31%	951	997	-4,6%
Auto-Consumo	-	-	-	(3.499)	(4.109)	15%
(-) Bombagem	(399)	(377)	-5,8%	(1.878)	(1.913)	1,8%
Regime Convencional	15.452	14.353	7,7%	88.626	104.526	-15%
Eólica	3.167	2.739	16%	17.160	15.773	8,8%
Outras	3.251	3.128	3,9%	21.317	17.307	23%
Regime Especial	6.418	5.867	9,4%	38.477	33.081	16%
Importação / (Exportação)	2.727	4.987	-45%	(3.324)	(5.417)	39%
Consumo Referido à Emissão	24.597	25.207	-2,4%	123.779	132.189	-6,4%
Evolução corrigida de temperatura e dias úteis			-3,1%			-6,9%

Procura de Gás (GWh)	Portugal			Espanha		
	1S09	1S08	Δ 09/08	1S09	1S08	Δ%
Procura Convencional	n.a.	14.035	-	125.577	139.686	-10%
Procura para Produção de Electricidade	10.501	12.988	-19%	72.372	93.263	-22%
Procura Total	n.a.	27.023	-	197.949	232.948	-15%

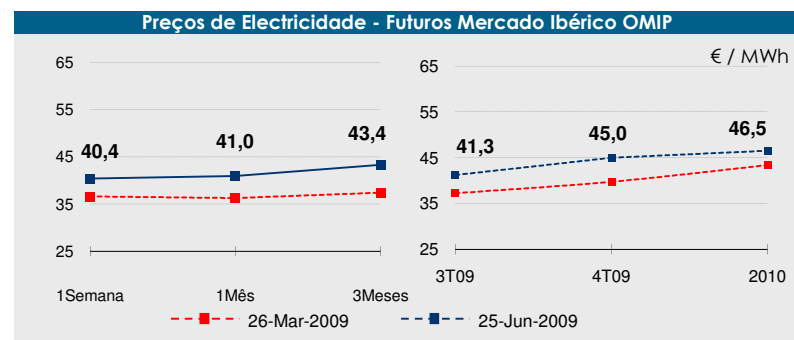
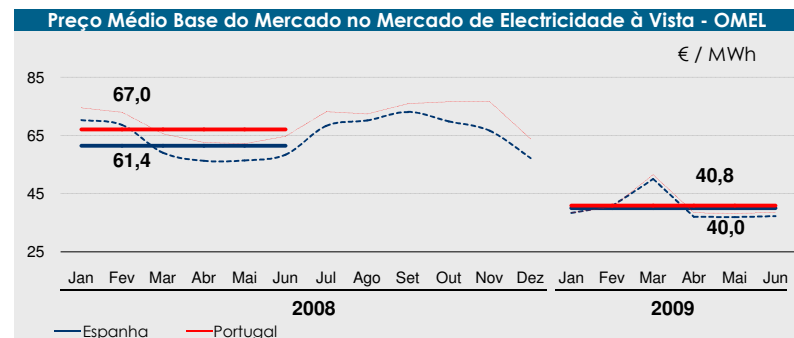
A procura de electricidade na P. Ibérica (P.I.) recuou 5,7% no 1S09, afectada pela menor actividade no sector industrial. Apesar da queda mais acentuada no 2T09, a procura em Portugal (-4,8% vs -1% no 1T09) mantém maior resiliência do que em Espanha (-5,1% no 2T09) tendo ambas mostrado sinais de estabilização em Junho (-2% vs Jun-08).

No 1S09 a procura residual térmica (CCGT, carvão) recuou 17% (-14TWh), ainda assim reflectindo um 2T09 mais favorável (-8% vs 1S08) suportado por um tempo muito seco e baixa disponibilidade de capacidade nuclear. Mesmo assim a procura residual térmica (PRT) no 1S09 continuou afectada pela redução de procura, maior peso de energia eólica (+10% vs 1S08) e de outras energias renováveis (+23% vs 1S08). Esta queda foi mais marcada em Espanha do que em Portugal, tendo este beneficiado de uma redução de 45% nas importações líquidas. A produção hídrica (12% da produção total do sistema) cresceu 18% reflectindo o impacto misto de um 1T09 com pluviosidade quase normal (vs um 1T08 muito seco) e um 2T09 muito seco. O aumento de produção eólica (14% produção do sistema) foi suportado por um acréscimo de 10% na capacidade instalada no último ano. No 2T09, o gás tornou-se mais barato do que o carvão reflectindo a baixa de custo de gás (-22% no 2T09 vs 1T09, com base no índice CMP, referência de contratos de LP na P.I.). Desta forma, a produção de CCGT aumentou 22% no 2T09 (vs 1T09), reduzindo a queda homóloga no 1S09 para 23%. Mais uma vez, o factor de utilização em Portugal (57%) foi superior a Espanha (36%) no 1S09, suportado pela menor margem de reserva do mercado português. Por sua vez, o factor de utilização de carvão recuou para 37% no 2T09 (vs 54% no 1T09) levando a uma queda da produção de 8% no 1S09 (apenas parcialmente compensada por uma fraca base de comparação no 2T08, quando o custo de carvão era pouco competitivo e ocorreu a paragem da central de Sines).

A descida do custo de gás e a redução da PRT no 2T09 (-2% vs 1T09) conduziram a uma descida do preço spot médio de electricidade no 2T09 em Espanha em 14% (vs 1T09). Em Portugal, o preço médio à vista foi €1.3/MWh mais alto do que em Espanha no 2T09 (€0.4/MWh no 1T09) reflectindo, por um lado, a existência de restrições na capacidade de interligação com Espanha e, por outro lado, a menor disponibilidade de capacidade nuclear em Espanha (1S09) e um 1T09 mais chuvoso em Portugal.

No mercado de gás da P.I. a redução de procura continua a ser muito afectada pelo menor consumo de centrais eléctricas (-22% vs 1S08). Por sua vez, a procura convencional reflecte também a elevada exposição a menores níveis de actividade no sector industrial, com o consumo a cair 10% em Espanha (1S09) e 2,8% em Portugal (1T09).

Capacidade Instalada de Electricidade (MW)	Península Ibérica		
	1S09	1S08	Δ%
Hídrica	21.248	21.248	-
Nuclear	7.439	7.439	-
Carvão	12.210	12.072	1,1%
CCGT	22.878	22.367	2,3%
Fuel/Gas/Diesel	5.952	6.427	-7,4%
Eólica	19.541	17.816	10%
PRE's (Outras)	15.547	13.201	18%
Total	104.816	100.569	4,2%



Factores Chave dos Custo de Produção	1S09	1S08	Δ%
Coefficiente de Hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,69	0,61	13%
Espanha	0,74	0,67	10%
Direitos de emissão de CO ₂ (€/ton) ²	12,6	24,0	-48%
Carvão (API2 CIF ARA) USD/t ²	68,7	145,1	-53%
Gás (CMP) €/MWh ²	23,7	24,1	-1,7%
Brent (USD/Barril) ²	52,4	108,8	-52%
Eur/USD ²	1,32	1,53	-14%

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



Resultados (€ M)	1S09	1S08	Δ%	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	624,4	778,7	-20%	-154
Receitas no mercado 1	398,7	621,8	-36%	-223
Desvio anual 2	199,3	85,9	132%	+113
Acréscimo de Proveitos CAE/CMECs 3	26,4	71,0	-63%	-45
Custos Directos: CAEs/CMECs	160,2	274,7	-42%	-114
Carvão	128,6	83,9	53%	+45
Fuel	16,1	19,6	-18%	-4
CO2 e Outros Custos (líquidos)	15,6	171,1	-91%	-156
Margem Bruta CAEs/CMECs	464,2	504,0	-7,9%	-40
Térmica (Cogeração, Resíduos e Biomassa)	23,7	25,9	-8,5%	-2,2
Mini-hídricas	19,0	9,3	103%	+10
Margem Bruta Regime Especial	42,7	35,3	21%	+7,4
Custos Operacionais	82,2	88,9	-7,5%	-6,7
EBITDA	424,7	450,4	-5,7%	-26
Amortizações & Provisões Líquidas	131,4	126,9	4%	+5
EBIT	293,3	323,5	-9,3%	-30
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) 1	(4,6)	(55,8)	91,7%	+51
Empregados	1.406	1.475	-4,7%	-69

CAE/CMECs: Dados-chave	1S09	1S08	Δ %	Δ Abs.
Factor Disponib. Real/Contratada (Km)				
Hídrica	1,0	1,0	0,1%	+0,0
Térmica	1,1	1,1	3,0%	+0,0
Capacidade Instalada (MW)	6.987	6.987	-	-
Hídrica 2	4.094	4.094	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Fueóleo	1.713	1.713	-	-

Regime Especial: Dados-chave	1S09	1S08	Δ %	Δ Abs.
Produção de electricidade (GWh)	1.068	924	16%	+144
Mini-Hídricas Portugal	221	105	110%	+116
Térmica em Portugal	391	326	20%	+65
Térmica em Espanha	455	492	-7%	-37
Margem Bruta média (€/MWh)				
Mini-Hídricas Portugal	86	89	-3,3%	-3
Térmica em Portugal	24	28	-15%	-4
Térmica em Espanha	32	34	-7%	-2

Investimento Operacional (€ m)	1S09	1S08	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	28,2	38,6	-27%	-10
Recorrente - Hídricas	7,3	3,5	108%	+4
Recorrente - Térmicas	8,8	13,7	-36%	-5
Não Recorrentes (ambiental)	12,2	21,4	-43%	-9
Regime Especial	21,4	13,3	61%	+8
Expansão	17,2	11,2	54%	+6
Manutenção	4,2	2,1	96%	+2
Total	49,6	51,9	-4,4%	-2

No 1S09, a **margem bruta da produção contratada de LP** caiu 6% vs. 1S08 (-€32M), penalizada por perdas não recorrentes de €29M (vs ganhos de €28M no 1S08): (1) perda de €29M (vs. um ganho de €24M no 1S08) fruto de um custo de combustíveis consumidos acima dos índices internacionais, nos CAE/CMEC's e (2) ganho de €3,8M registado no 1S08 respeitantes a um ajustamento relacionado com CAEs no 1S07. Note-se que como reflexo da nossa estratégia de hedging através de instrumentos financeiros da 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, seja no trimestre anterior, presente ou em trimestres seguintes.

A margem bruta recorrente dos **CAE/CMEs** no 1S09 subiu 4% vs 1S08, para €493M, reflectindo principalmente: (1) rácios de disponibilidade (nomeadamente nas centrais térmicas) acima do contratado (€11M); (2) acréscimo de margem contratada resultante do investimento em Desox na central de carvão de Sines, as quais envolveram um investimento total de €196M (com os últimos 50% comissionados em Jun-08). Por outro lado, o crescimento foi mitigado por: (1) inflação mais baixa (-€9M), uma vez que a margem bruta contratada é ajustada mensalmente à taxa de inflação média anual (0,8% em Jun-09 vs. 2% assumido nos CMECs); (2) níveis de disponibilidade de algumas centrais hídricas (Frades eCabril) penalizadas por trabalhos de manutenção, a terminar no final de 2009.

O desvio anual ('revisibilidade') entre os pressupostos dos CMECs e as receitas reais de mercado totalizaram €199M no 1S09. Este desvio resultou de uma produção hídrica abaixo da média e de preços baixos da pool (€41 vs referência do CMEC, em €52/MWh), o que levou no 1S09 a uma quebra de 36% nas receitas de mercado. Este montantes serão recuperados até 24 meses depois, através da tarifa paga por todos os consumidores.

A margem bruta do **regime especial** aumentou 21% no 1S09. As mini-hídricas duplicaram a margem bruta para €19M fruto da aquisição da Pebble Hydro (+€11M, consolidada a partir de Jul-08). A margem bruta das centrais térmicas caiu 8% apesar da subida de 1% de Portugal vs.1S08. Em Espanha a margem bruta caiu 14% penalizada por menores volumes, nomeadamente cogeração e resíduos (influenciados pelo abrandamento da actividade económica), e menores margens.

No 1S09, o **EBITDA da produção contratada de LP** recuou 6% (€26M) vs 1S08, influenciado pelo impacto negativo de custos com combustíveis, boa performance de custos, acréscimo de capacidade e pelo crescimento de 5% (+€24M) na margem bruta recorrente. O EBITDA recorrente cresceu 6%, de €427M no 1S08 para €452M no 1S09.

O **Investimento operacional** nesta área ascendeu a €50M no 1S09, 58% do qual em novos projectos: (1) €17M em nova capacidade de regime especial, nomeadamente cogeração (24MW no Barreiro, para 2010) e projectos de biomassa (12MW para 2009, 28MW na Figueira da Foz a operar desde Jun-09); (2) €12M em instalações de Denox em Sines, a arrancar até 2011, um projecto a amortizar até 2017 e remunerado a 8,5% ROA antes de inflação e impostos. O investimento operacional de manutenção cresceu 5% vs.1S08 reflectindo grandes 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 ("revisibilidade")**, equivalente à diferença entre os pressupostos dos CMECs (outputs, preços de mercado e custos de combustíveis) e os valores verificados, sendo pago/recebido através das tarifas até dois anos após a ocorrência.

(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;

(1) Inclui €75M de ganhos realizados (vs. €24M no 1S08);

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

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



Resultados (€ m)	1S09	1S08	Δ%	Δ Abs.
Margem bruta	411,1	298,9	38%	+112
Produção de Electricidade	306,5	222,0	38%	+85
Portugal	99,8	86,5	15%	+13
Espanha	208,5	134,4	55%	+74
Ajustamentos	-1,7	1,1	-	-2,8
Comercialização de Electricidade	44,9	30,9	45%	+14
Comercialização de Gás	59,6	46,0	30%	+14
Custos Operacionais	120,9	108,9	11,0%	+12
EBITDA	290,1	189,9	53%	+100
Provisões	4,6	0,8	476%	+3,8
Depreciações e Amortizações Líquidas	88,5	60,0		+29
EBIT	197,1	129,2	53%	+68
Em Resultados Financeiros				
Ganhos (Perdas) Hedging em Merc. Energéticos	(11,4)	22,7	-	-34

Performance Electricidade	1S09	1S08	Δ%	1S09	1S08	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) 1		
Produção Electricidade	9.645	9.905	-2,6%	32,7	38,1	-14%
Compras de Electricidade	3.616	2.051	76,3%	40,5	65,5	-38%
Total de Electricidade	13.261	11.956	11%	34,8	42,8	-19%
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) 2		
Perdas na Rede	198	51	289%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - Ret. Liberaliz.	8.162	6.254	31%	66,9	59,7	12%
Mercados Grossistas						
A Vista	2.451	1.014	142%	41,5	67,5	-38%
A Prazo	2.450	4.637	-47%	56,8	67,5	-16%
Volume Total	13.261	11.956	11%	59,3	63,1	-6,0%
Mq. Bruta Média (€/MWh) 3				26,9	21,2	27%

Origens e Destinos de Gás (GWh)	1S09	1S08	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas	11,3	12,3	-8%	-1,0
Vendido a Clientes Finais - Retalho Liberaliz.	11,0	12,7	-14%	-1,8

O **EBITDA** das actividades liberalizadas cresceu 53% (+€100M) suportado por um aumento de 38% (+€112M) na margem bruta: (1) +€85M na produção liberalizada, suportada por melhores margens, uma maior contribuição dos volumes de carvão e hídrica; (2) +€14M na comercialização de electricidade, beneficiando de maiores volumes e margens; (3) +€14M na comercialização de gás, suportada por maiores volumes e margens nos segmentos residencial e comercial em Espanha.

Os clientes de retalho absorveram 85% da electricidade produzida pelas nossas centrais em mercado.

Volumes de electricidade: O volume vendido a clientes de retalho aumentou 31% reflectindo o potencial de crescimento criado pelas tarifas de 2009 em Portugal e pelo fim das tarifas reguladas para clientes industriais (excluindo G4) em Jun-08, em Espanha. Neste sentido, o volume total da energia vendida subiu 11%, com as vendas a preço fixo (nos mercados de retalho e grossista a prazo) a representarem 110% da nossa produção liberalizada. A produção das nossas centrais liberalizadas caiu 2,6% reflectindo a menor produção nuclear (-12% vs. 1S08 devido à paragem de Trillo por 7 semanas) e em CCGT (-17% vs. 1S08). A EDP foi um comprador líquido no mercado grossista, beneficiando de preço de electricidade abaixo do seu custo marginal de produção (definido pelas CCGTs espanholas).

Margens de electricidade: No 1S09, a margem efectiva⁽¹⁾⁽²⁾ atingida no nosso negócio liberalizado de electricidade aumentou 21% (+€4,3/MWh) para €26/MWh, suportado (i) pela estratégia bem-sucedida da EDP de cobertura de risco-preço e margem de 2009 em 2008 e (ii) pelo peso superior de carvão (com margem superior) no mix de geração. O aumento das margens efectivas resultou de custos de abastecimento mais baixos (-8,1/MWh), que mais do que compensaram a descida do preço de venda efectivo (-€3,8/MWh vs. 1S08). Os preços de venda efectivos recuaram 6% vs. 1S08 reflectindo o efeito misto de um aumento de 12% do preço médio de venda a clientes de retalho e uma descida dos preços grossistas à vista e a prazo em 38% e 16%, respectivamente. O custo médio de electricidade caiu 19% suportado por (1) maior peso do carvão no mix de produção, (2) custo de CO2 mais baixo por MWh (3) custos mais baixos de combustíveis, nomeadamente gás. Para 2009 a EDP tem já contratada mais de 100% da sua produção esperada no mercado da P.Ibérica a preços próximos de €60/MWh, fixando spark e dark spreads em mais de €15 e €20/MWh, respectivamente. Para 2010 a EDP tem já contratado mais de 70% da produção esperada a preços à volta de €50/MWh, com spreads térmicos fechados próximos de €10/MWh.

Margem bruta da electricidade⁽³⁾: No 1S09, a margem bruta por MWh vendido cresceu 27% (€5,7/MWh) vs. 1S08, para €27/MWh, influenciada por margens efectivas mais altas e menor diluição de outras receitas líquidas, que incluem garantia de potência, serviços de sistema, receita em mercados de restrições e desvios, e ainda outros serviços prestados.

A nossa actividade de abastecimento de gás baseia-se actualmente num portfolio de 4,5 bcm/ano em contratos de longo prazo. No 1S09, o nosso consumo de gás caiu 11% vs. 1S09, para 22 TWh, reflectindo menor procura de retalho e menor consumo das nossas unidades CCGTs/cogeração, o que foi apenas ligeiramente compensado por uma nova CCGT em funcionamento (Soto 4). No futuro, esperamos que as necessidades de gás aumentem, suportadas por início de actividade de Lares 1 e 2 em Ago-09 e Set-09, respectivamente, e pelo aumento de comercialização de gás em Portugal.

A nossa actividade de abastecimento de carvão 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 (Espanha) com a Hunosa.

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

(2) Inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso e resultados de cobertura; Exclui garantia de potência, serviços de sistema e outros;

(3) Inclui garantia de potência, serviços de sistema, mercado de restrições, serviços prestados e outros.

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



Resultados (€ m)	1S09	1S08	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	306,5	222,0	38%	+85
Portugal	99,8	86,5	15%	+13
Espanha	208,5	134,4	55%	+74
Fornecimentos e Serviços Externos	33,2	35,6	-6,6%	-2
Custos com Pessoal	21,7	21,0	3,4%	+1
Custos com Benefícios Sociais	0,9	1,7	-51%	-1
Outros custos Operacionais (Liq.)	26,9	17,6	53%	+9
Custos Operacionais	82,7	75,9	9,0%	+7
EBITDA	223,8	146,1	53%	+78
Provisões	6,5	0,3	1943%	+6
Depreciações e Amortiz. Líquidas	86,7	58,6	48%	+28
EBIT	130,7	87,2	50%	+43
Empregados	806,0	833,0	-3%	-27

Dados-chave	1S09	1S08	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	9.645	9.905	-2,6%	-260
CCGT	4.549	5.467	-17%	-918
Carvão	3.701	3.168	17%	+534
Hidroeléctrica	936	750	25%	+186
Nuclear	459	520	-12%	-62
Custos Variáveis (€/MWh)	32,7	38,1	-14%	-5,4
CCGT	42,5	53,3	-20%	-10,8
Carvão	32,5	26,6	22%	+6
Hidroeléctrica	-	-	-	-
Nuclear	3,3	3,2	3,3%	+0
Factores de Utilização (%)				
CCGT	44%	63%	-19p.p.	-
Carvão	58%	50%	9p.p.	-
Hidroeléctrica	24%	19%	5p.p.	-
Nuclear	68%	77%	-9p.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)	1S09	1S08	Δ%	Δ Abs.
Expansão	379,6	222,6	71%	+157
CCGT	88,4	144,3	-39%	-56
Hidroeléctrica	291,2	78,3	272%	+213
Manutenção	17,1	28,8	-41%	-12
Recorrente	21,4	18,8	14%	+3
Não Recorrente (ambiental)	(4,4)	10,1	-	-14
Total	396,7	251,4	58%	+145

A performance das nossas centrais em mercado no 1S09 ficou marcada por menores custos médios unitários (-14% vs 1S08), uma quebra de 2,6% nos volumes produzidos (superando largamente a quebra de 15% da produção convencional em Espanha e reflectindo a elevada competitividade do nosso portfolio).

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 nas nossas centrais em Espanha. No 2T09, a produção a gás tornou-se ligeiramente mais barata do que a carvão, suportada por uma diminuição dos custos de gás e um aumento dos preços de CO2.

CCGTs: A produção caiu 17% no 1S09 apesar da forte recuperação no 2T09 (+108% vs.1T09). Em Portugal (c50% da nossa capacidade instalada na P.Ibérica), mesmo com uma queda de produção de 18% vs. 1S08, os factores de utilização mantiveram-se acima da média de Espanha (63% vs. 36%) suportada por: (1) Margem de reserva mais baixa em Portugal, (2) restrições de interligação entre Portugal e Espanha e (3) as nossas competitivas condições 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 levou a uma forte queda dos custos de gás em Abril, justificando os baixos factores de utilização no 1T09 seguido de uma forte recuperação no 2T09. No que respeita aos **custos médios de produção**, note-se que: (1) em Portugal os custos caíram 26% vs. 1S08 (-5% vs 1T09) suportado por menores custos de gás e CO2; (2) em Espanha os custos de gás mantiveram-se altos, apresentando uma forte queda no 2T09 (-35% vs. 1T09) a reflectir a queda nos preços do brent desde o pico em 2008 e a maior diluição dos custos fixos de gás.

Carvão: A produção subiu 17% vs. 1S08 reflectindo um factor de utilização de 58% (+8pp vs 1S08 e bem acima dos 45% de média em Espanha). Os principais factores foram: (1) o menor custo de produção a carvão quando comparado com o gás no 1T09; (2) paragem de Soto 3 para trabalhos de manutenção e investimentos de Desox durante todo o 1T08 e (3) piores condições competitivas no 2T09 uma vez que o gás se tornou ligeiramente mais barato (4) nível de eficiência das nossas unidades claramente acima da média de Espanha. O **custo variável de carvão** aumentou 22% (ainda que estável face ao 1T09), penalizado por (i) custo de carvão mais elevado (vs. 1S08), afectado pelo baixo custo do carvão consumido no 1T08 (adquirido em 2007) e pela menor contribuição 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 +25% vs 1S08, reflectindo um impacto misto de melhores condições meteorológicas no 1T09 (vs. um 1T08 muito seco) e um 2T09 muito seco. Por outro lado, a produção nuclear diminuiu 12% vs. 1S08 como consequência da paragem de Trillo para trabalhos de manutenção durante 7 semanas no 1T09 (que terminaram em 3 de Abril).

Os **custos operacionais** recuaram 9% (€7M) no 1S09 reflectindo custos mais elevados decorrentes de trabalhos de manutenção na central de Trillo e do arranque da nova central CCGT (Soto 4). Por outro lado, os custos com o CO2 clawback mantiveram-se estáveis, em €20M (vs €18M no 1S08).

O **Investimento operacional** em nova capacidade de produção totalizou €397M (+€145M vs. 1S08), em grande parte (96%) dedicado a projectos de expansão: (1) €232M no pagamento dos direitos de concessão das centrais hídricas Fridão/Alvito, em Jan-09, (2) €56M investido na execução das barragens Picote II, Bemposta II, Alqueva II (repotenciações) e Baixo Sabor (nova barragem), com arranque previsto em 2011/13, (3) €88M gastos nos trabalhos de construção de 3 novos grupos CCGT. Lares 1 e Lares 2 em Portugal (862MW, €458M de investimento total), absorveram €25M do investimento operacional, com 86% do total já comprometido e o início de operação agendado para Ago-09 e Set-09. O Investimento em Soto 5 (424 MW, com início em 2011) totalizou €63M em 1S09.

Comercialização de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



Resultados (€ m)	Comercialização Electricidade				Comercialização Gás			
	1S09	1S08	Δ%	Δ Abs	1S09	1S08	Δ%	Δ Abs
Margem Bruta	44,9	30,9	45%	+14	59,6	46,0	30%	+14
Fornecimentos e Serviços Externos	25,1	24,7	1,4%	+0	9,4	8,6	10%	+1
Custos com Pessoal	5,5	5,7	-3,4%	-0	1,9	1,5	30%	+0
Custos com Benefícios Sociais	0,2	0,2	-1,9%	-0	0,0	0,0	8,3%	+0
Outros custos (Proveitos) Operac	-9,4	-13,0	-28%	+4	5,4	5,3	2,0%	+0
Custos Operacionais	21,4	17,6	22%	+4	16,8	15,4	9%	+1
EBITDA	23,5	13,3	77%	+10	42,8	30,5	40%	+12
Provisões	-1,9	0,5	-	-2	0,0	0,0	-	+0
Depreciações e Amort. Líquidas	1,6	1,1	37%	+0	0,3	0,2	23%	+0
EBIT	23,9	11,7	104%	+12	42,5	30,3	40%	+12
Investimento Operacional	4,0	1,3	201%	+3	0,3	0,0	5259%	+0
Empregados	177	169	4,7%	+8	73	70	4,3%	+3

Dados-chave	1S09	1S08	Δ%	Δ Abs
Electricidade em Portugal				
Volume Vendido (GWh)	1.504	572	163%	+931
Quota de Mercado (%)	69%	76%	-9%	-7 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	71,6	65,4	10%	+6
Número de Clientes (mil)	230,4	170,2	35%	+60
Electricidade em Espanha				
Volume Vendido (GWh) ¹	7.252	5.563	30%	+1.689
Quota de Mercado (%)	12%	14%	-12%	-2 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh) ¹	66,8	61,4	9%	+5
Número de Clientes (mil)	219	111	97%	+108
Gás em Espanha				
Espanha - Volume Vendido (GWh)	10.844	11.910	-9%	-1.066
Espanha - Quota de Mercado (%)	8,6%	8,5%	1,3%	0 p.p.
Portugal - Volume Vendido (GWh)	228	0	-	-
Portugal - Quota de Mercado (%)	14,6%	-	-	-
Margem Bruta Média (€/MWh)	3,1	2,1	49%	+1
Número de Clientes (mil)	627	496	27%	+131

A EDP tem uma forte plataforma de comercialização de gás e electricidade dedicada ao segmento de retalho, sendo esta actividade desenvolvida pela HC Energia e Naturgas Comercialization, em Espanha, e pela EDP Comercial e EDP Gás.Com, em Portugal. As nossas comercializadoras detêm contratos de compra de electricidade e gás com outras empresas do grupo, incluídas no perímetro de actividades liberalizadas.

Comercialização Electricidade Portugal- As tarifas eléctricas definidas pela ERSE em Portugal criaram espaço para efectiva expansão do mercado livre e um aumento significativo da concorrência. Como resultado, os volumes de electricidade comercializados neste mercado cresceram 1,9x vs. 1S08, representando cerca de ¼ do total de consumo em Jun-09. Adicionalmente, os volumes fornecidos pela EDP no mercado liberalizado aumentaram 1,6x vs.1S08 reflectindo, ainda assim, uma redução na quota de mercado para 69% (de 76% no 1S08 e 98% no 1T09). Os segmentos residencial e PMEs demonstraram uma boa performance, com recuperação de volumes e margens. O preço médio de venda no mercado português de retalho cresceu 10% vs.1S08 reflectindo novos contratos fechados no final de 2008, com preços em linha com os preços forward nessa altura.

Comercialização Electricidade Espanha - o desempenho foi marcado pelo fim da opção por tarifa para os clientes industriais (excluindo os grandes clientes, G4), em Jul-08, e pelo fim da opção por tarifa para os clientes do segmento residencial (excluindo os que tenham direito a tarifa social), em Jul-09. No 1S09, os volumes de electricidade vendida aos nossos clientes liberalizados em Espanha cresceram 30% vs. 1S08 reflectindo o impacto misto de: (1) um aumento de 97% no número de clientes (principalmente no segmento residencial) e (2) menor consumo médio por via de maior peso do segmento residencial na base de clientes. A quota de mercado recuou 2pp vs. 1S08, para 12%. O preço médio de venda cresceu 9% vs. 1S08, para €66,8/MWh, reflectindo a contribuição significativa dos contratos fechados no final de 2008, quando os preços forward de electricidade rondavam os preços implícitos nestes contratos.

Comercialização de gás Portugal e Espanha - Em Espanha, o volume de gás comercializado caiu 9% vs. 1S08, levando a um aumento de 10pb na quota de mercado para 8,6%. O crescimento nos segmentos residencial e PMEs foi robusto, suportado pelo fim da opção por tarifa, em Jul-08. Por sua vez, o consumo dos nossos clientes industriais decresceu em resultado da conjuntura económica recessiva. Em Portugal, a EDP iniciou operações no segmento industrial em Abr-09, comercializando 228GWh no 2T09 e atingindo uma quota de mercado de 15%. A margem bruta média na P.Ibérica cresceu de €2,1/MWh para €3,1/MWh, reflectindo um ritmo de crescimento mais lento nos custos do gás (quase em linha com o movimento de CMP) do que nos preços líquidos de venda (beneficiando de preços em vigor mais favoráveis no momento da contratação com o cliente). Nos próximos trimestres, espera-se um recuo na margem bruta, assim que o preço médio de venda comece a reflectir novas condições de abastecimento.

Os custos operacionais na comercialização de electricidade e gás subiram 22% e 13% (vs. 1S08) respectivamente, reflectindo o crescimento de actividade: expansão em 35% e 97% de base de clientes de electricidade em Portugal e Espanha, respectivamente; expansão de base de clientes de gás em 27% face a Jun-08.

Perspectivas: Em Jun-09 os volumes de electricidade vendidos e contratados (estimados) para 2009 já ultrapassaram em 40% o volume total vendido em 2008. Considerando a actual conjuntura económica, a EDP aumentou o controlo sobre o risco de incumprimento dos clientes, quer na gestão da carteira de clientes actuais, quer nos novos contratos. No seguimento da aquisição do portfolio de 214 mil clientes da Gas Natural, com vendas de gás superiores a 1.100 GWh, a EDP deverá reforçar a sua posição no segmento residencial - o sector que se tem mostrado mais resistente à actual redução de procura. Espera-se que esta operação esteja concluída no 4T09/1T10.

[1] Inclui electricidade vendida pela Naturgas

EDP Renováveis: capacidade instalada e investimento operacional



Capacidade Instalada (MW)	Bruta	% Detida ⁽¹⁾	Capacidade Contribuindo para EBITDA			
			Jun-09	Jun-08	Δ %	Δ 09/08
Espanha	2.109	1.639	1.692	1.277	32%	+415
Regime transitório	1.474	1.086	1.101	1.066	3%	+35
RD 661/2007	635	553	591	211	180%	+380
Portugal	570	550	553	517	7%	+36
Antiga Remun.	553	533	553	517	7%	+36
Nova Remun.	17	17	-	-	-	-
França	193	193	193	122	59%	+71
Antiga Remun.	9	9	9	9	0%	-
Nova Remun.	184	184	184	113	63%	+71
Bélgica	57	40	57	-	-	+57
CAE	57	40	57	-	-	+57
Europa	2.929	2.422	2.495	1.916	30%	+579
CAE	1.623	1.568	1.549	1.149	35%	+401
Hedged	264	138	138	138	0%	-
Mercado	471	436	436	35	1158%	+401
EUA	2.358	2.141	2.123	1.321	61%	+802
Brasil	14	8	14	-	-	+14
Total	5.301	4.571	4.632	3.237	43%	+1.394

MW Brutos	Em Constr.	Pipeline			Prospects	Total
		Tier 1	Tier 2	Tier 3		
Espanha	477	373	483	1.814	2.330	5.476
Portugal	133	372	14	9	200	728
Resto Europa	151	288	605	810	1.679	3.532
- França	18	60	92	356	744	1.269
- Bélgica	13	-	-	37	25	74
- Polónia	120	-	456	406	354	1.336
- Roménia	-	228	57	12	556	853
Europa	760	1.033	1.101	2.633	4.209	9.736
EUA	501	650	5.062	7.359	4.714	18.286
Brasil	-	70	381	125	968	1.544
Total	1.261	1.753	6.544	10.117	9.891	29.565

Em Fev-09, 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). A EDPR espera ter cerca de 70% dos cerca de 700 MW de projectos de 2009 comissionados até 31-Out e receber o respectivo "cash grant" em 2009. Em Jun-09, o pipeline de projectos em desenvolvimento da EDPR atingiu 29,6GW, um aumento de 1,3GW vs. Dez-08 impulsionado pela aquisição de 532MW de projectos em desenvolvimento no Brasil.

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

Investimento Operacional (€M)	1S09	1S08	Δ %	Δ Abs.
Espanha	248	301	-18%	-53
Portugal	44	32	39%	+12
Resto da Europa	201	10	-	+191
Europa	493	343	44%	+150
EUA	419	417	0%	+2
Outros	1	-	-	-
Total	913	760	20%	+152

Imobilizado em Curso (€M)	Mar-09
---------------------------	--------

MW em Construção e Desenvolvimento	1.540,1
---	----------------

A capacidade instalada da EDP Renováveis (EDPR) aumentou 1.394MW nos últimos 12 meses representando um aumento de 43% vs. 1S08. Em virtude deste facto a EDPR gere actualmente um portfolio de 4.632 MW de capacidade (ou 5.301 MW brutos). No 1S09, o total dos aumentos de capacidade totalizaram 232 MW, dos quais 200 MW instalados nos EUA (101MW no2T09). Foram também instalados 10MW na Bélgica e 8MW em França. No Brasil a capacidade aumentou 14MW através de aquisição (em Mar-09).

Adicionalmente, no que respeita a capacidade bruta, a EDPR também comissionou 17MW relativos à participação de 40% na Eólica de Portugal.

A capacidade em construção em Jun-09 era 1,3 GW, dos quais 760 MW na Europa e 501 MW nos EUA. Na Europa, 63% desta capacidade (477 MW) está em construção em Espanha, 18% em Portugal (133 MW, dos quais 91 MW relativos à capacidade atribuível da Eólicas de Portugal) e 20% no Resto da Europa, onde é de realçar 120 MW em construção na Polónia. Nos EUA a EDPR iniciou durante o 2T09 a construção de: i) Blue Canyon V (99 MW) em Oklahoma (já com PPA assinado para 20 anos); ii) Top Crop I (102 MW) no Illinois; e iii) Lost Lakes (101 MW) no Iowa. A EDPR continua no bom caminho para atingir o objectivo de no capacidade para 2009 (1.2-1.3GW).

O investimento operacional totalizou €913M, reflectindo o término da construção de 232 MW e 1.261 MW em construção. O investimento operacional relacionado com a construção e desenvolvimento das actividades totalizou €856M, o que reflecte os trabalhos finais da capacidade em operação, a capacidade instalada no período e a capacidade em construção e desenvolvimento. O investimento operacional para depósitos de turbinas ficou nos €59M, representando 6% do valor total. É importante destacar que o total dos trabalhos em curso relativos à capacidade em construção/desenvolvimento totalizaram €1.540M em Jun-09, reflectindo o investimento operacional já realizado neste projectos.

No respeitante a novos contratos de equipamentos, em Mar-09 a EDPR contratou com a Vestas o fornecimento e instalação de c230 MW de turbinas a serem instaladas na Roménia. Note-se também que do investimento operacional necessário para construir 1 MW de capacidade eólica, e dadas as condições de mercado, a EDPR foi capaz de poupar em construção USD125mil/MW.

EDP Renováveis



DR Operacional (€m)	EUROPA			EUA			EDP Renováveis		
	1S09	1S08	Δ 09/08	1H09	1H08	Δ 09/08	1H09	1H08	Δ 09/08
Margem Bruta	198,6	192,3	3%	109,5	64,3	70%	309,3	256,6	21%
Fornecimentos e serviços externos	27,9	26,9	4%	32,7	18,9	73%	67,6	45,8	48%
Custos com pessoal	6,8	9,6	-29%	11,0	7,8	43%	20,3	17,1	19%
Outros custos operac. (líquidos) m	2,7	4,5	-41%	-52,3	-38,1	-37%	-49,5	-33,0	-50%
Custos Operacionais	37,3	41,1	-9%	-8,6	-11,5	25%	38,4	29,9	29%
EBITDA	161,2	151,3	7%	118,1	75,8	56%	270,8	226,7	19%
Provisões	-0,2	-	-	-	0,8	-	-0,2	0,8	-
Amortizações líquidas	69,4	54,7	27%	72,8	38,6	89%	142,6	93,3	53%
EBIT	92,1	96,6	-5%	45,3	36,4	24%	128,4	132,7	-3%
Número de Empregados	345	302	+43	281	246	+35	669	548	+121
Opex/MW médio (€ 000) (2)	30,1	45,6	-34%	38,1	36,2	5%	38,0	40,0	-5%
Opex / MWh (2)	17,3	21,0	-18%	12,4	11,3	10%	16,2	15,4	5%

Europa - Margem Bruta (€ M)	1H09	1H08	Δ %	EUA M. Bruta Ajustada (€ M)	1H09	1H08	Δ %
Portugal	55,3	51,6	7%	Receitas de Electric. & RECs	110,1	64,4	70,8%
Espanha	117,6	127,1	-8%	Custos Directos	-0,5	-0,1	-
Resto da Europa	13,5	8,6	57%	Margem Bruta	109,5	64,3	70,3%
Eólica	186,3	187,3	0%	Receitas PTCs e Outras	46,6	30,9	50,7%
Outros & Ajustamentos	12,2	5,1	141%	Margem Bruta Ajustada	156,2	95,2	64,0%
Total	198,6	192,3	3%				

A produção de electricidade da EDPR no 1S09 cresceu 33% vs.1S08 para 5,253 GWh. Na Europa, a produção cresceu 11% vs. 1S08 justificado por um aumento de 30% vs.1S08 da capacidade instalada e uma quebra de dos factores de utilização de 28% no 1S08 para 25% no 1S09. O factor de utilização na Europa caíram de 28% no 1S08 para 25% no 1S09, afectados por uma diminuição dos níveis de disponibilidade assim como dos recurso eólicos em particular. Nos EUA a produção cresceu 53% vs. 1S08 devido a um aumento de capacidade instalada de 61% vs. 1S09 enquanto que os factores de utilização caíram de 38% no 1S08 para 36% no 1S09, devido a menores níveis de disponibilidade, menores recurso eólicos e também, mas com menos significado, um mix geográfico de projectos diferente vs 1S08. Note-se que os níveis de disponibilidade mais baixos nos parques recentes, estão financeiramente cobertos pelas garantias dos fabricantes (\$8M no 1S09).

As tarifas eólicas médias em Espanha caíram 8% reflectindo uma quebra de 34% no preço da pool e vendas futuras de 70% da produção do 1S09 a preços mais elevados, que se reflectiu num impacto positivo de cerca de €12/MWh no preço médio de venda. O aumento de 25% das tarifas no Resto da Europa é justificado pela tarifa baixa no 1S08 (grande peso da capacidade em período de teste em França traduzira-se numa tarifa muito baixa).

Nos EUA o preço médio de venda caiu 2% vs. 1S08 resultando de um aumento de 8% no preço médio dos PPA (84% do volume nos EUA) e a diminuição de 69% do preço médio de venda em mercado de \$89/MWh no 1S08 para \$27/MWh no 1S09 (16% do volume nos EUA).

Electricidade produzida (GWh)	1H09	1H08	Δ %
Portugal	542	509	6%
Espanha	1.465	1.324	11%
Resto da Europa	157	124	26%
Europa	2.163	1.957	11%
EUA	3.074	2.003	53%
Brasil	15	-	-

Electricidade Produzida	5.253	3.960	33%
--------------------------------	--------------	--------------	------------

Factor Médio Utilização (%)	1H09	1H08	Δ
Portugal	25%	29%	(4 pp)
Espanha	26%	28%	(2 pp)
Resto da Europa	22%	26%	(4 pp)
Europa	25%	28%	(2 pp)
EUA	36%	38%	(2 pp)
Brasil	20%	-	-

Tarifas Médias	1H09	1H08	Δ %
Eólico Europa (€/MWh)	91,4	95,5	-4%
Portugal	99,1	100,2	-1%
Espanha	88,8	96,1	-8%
Preço médio na Pool	39,2	62,8	-38%
Resto da Europa	86,3	69,1	25%
Preço médio US(USD/MWh)	47,5	48,7	-2%
Preço PPA/Cobertura	51,4	47,6	8%

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, 400 MW em construção e 100MW ainda em projecto. Adicionalmente a EDPR vendeu forward, no 1S09, c1 TWh em Espanha. O preço médio das vendas forward acordadas em Espanha para 2009 foi €47/MWh.

A margem bruta subiu 21% no 1S09, atingindo os €309M, justificada por (1) um aumento de 43% na capacidade instalada (2) um aumento de 33% de produção eléctrica justificado por menores factores de utilização assim como (3) a diminuição de 4% nos preços médios na Europa (queda nos preços da pool) e também uma diminuição de 2% nos preços médios nos EUA (afetados pela quebra nos preços de mercado)

Em termos de outras receitas de parcerias institucionais, este número foi composto por benefícios dos PTCs e outras receitas relacionadas com parcerias institucionais. A subida de 51% é explicada por maior produção e pelo acordo de tax equity fechado em Dez-08 relacionado com projectos de 2008 (\$265M).

Os custos operacionais, excluindo os PTCs e outras receitas relacionadas com parceiros institucionais (EUA) aumentaram 40% (ou €24M) no período, para €85M no 1S09, reflectindo aumentos de capacidade instalada. O EBITDA cresceu 19% para €271M no 1S09.

As amortizações líquidas aumentaram 53% reflectindo o aumento de 43% na capacidade instalada.

(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 1S09 foi de 1,33 USD/EUR vs. 1,54 USD/EUR para o 1S08. A taxa de câmbio a Jun-09 foi de 1,41 USD/EUR vs. 1,57 USD/EUR a Jun-08.

Distribuição de Electricidade e Comercialização de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€M)	Distribuição Portugal			
	1S09	1S08	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	677,1	693,3	-2,3%	-16
Fornecimentos e serviços externos	143,8	131,4	9,5%	+12
Custos com pessoal	87,3	91,3	-4,4%	-4
Custos com benefícios sociais	43,2	37,9	14%	+5
Rendas de concessão	128,3	113,9	13%	+14
Outros custos operacionais (líquidos)	(11,1)	(9,0)	-24%	-2
Custos Operacionais	391,4	365,6	7,1%	+26
EBITDA	285,6	327,7	-12,8%	-42
Provisões	(2,0)	0,4	-	-2
Amortizações líquidas	128,5	126,2	1,8%	+2
EBIT	159,1	201,1	-21%	-42

Margem Bruta	1S09	1S08	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta Regulada (€M)	660,2	682,3	-3,2%	-22
Período actual	660,2	624,6	5,7%	+36
Recuperações de anos anteriores (4)	-	57,7	-	-58
Ajust. de Cash-flow à Mg Bruta (€M)	293,3	-478,9	-	+772
Desvio tarifário do período	140,8	-478,9	-	+620
Recuperações de anos anteriores (4)	152,5	-	-	+152
Rede de Distribuição				
Prov. regulados - Período actual (€M)	599,4	577,2	3,9%	+22
Electricidade entregue na rede (GWh)	24.425	24.988	-2,3%	-563
Número de clientes ligados à rede (mil)	6.093	6.067	0,4%	+26
Comercialização de Último Recurso				
Prov. regulados - Período actual (€M)	61,9	48,7	27%	+13
Número de clientes fornecidos (mil)	5.861	5.896	-0,6%	-35
Elect. comerc. (antes de perdas) (GWh)	22.089	24.162	-8,6%	-2.073
Preço de compra OMIP(€/MWh)	48,5	74,8	-35%	-26
Activos Regulatorios a Receber (€M)	-60,1	607,2	-	-667

Investimento & Custos Operac.	1S09	1S08	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (1)	231,1	222,7	3,8%	+8
Opex/cliente (€/cliente)	37,9	36,7	3,3%	+1
Opex/km de rede (€/km)	1.044,8	1.059,0	-1,3%	-14
Empregados (#)	4.499	4.777	-5,8%	-278
Investimento Operacional (€M)	112,0	86,6	29%	+25
Rede de Distribuição (Km)	221,2	210,3	5,2%	+11
Tempo de Interrup. Equivalente (min) (2)	55	49	11%	+6

A **margem bruta** da actividade de distribuição e comercialização de último recurso caiu 2% em relação ao período homólogo. Excluindo as prestações de serviços (essencialmente facturação/cobrança), a **margem bruta regulada** caiu 3% para €660M no 1S09. De notar que em 2008, os desvios tarifários passaram a estar reconhecidos na margem bruta. Em consequência, pela primeira vez em 2009, a margem bruta excluindo prestações de serviços e outros é igual aos proveitos permitidos do período.

Em Jan-09, iniciou-se um **novo período regulatório de 3 anos**. As principais alterações introduzidas foram: i) um aumento de 55pb no RoA regulado para 8,55% em 2009; ii) a exclusão da base de activos regulados de €111M relativos a contadores, com efeitos a partir de Mai-08 (impacto negativo retroactivo de €18M reflectido nos proveitos regulados 2009). Adicionalmente, o regulador atribuiu à actividade de comercialização de último recurso uma remuneração de 8,55% sobre o fundo de maneo para 2009 (vs. nenhuma remuneração em 2008).

A **electricidade entrada na rede de distribuição** diminuiu 2% no período para 24TWh no 1S09 (-3% ajustada dos efeitos temperatura e dias úteis). Por nível de tensão, o consumo em Baixa Tensão (BT) (clientes maioritariamente residenciais) cresceu 4%, enquanto o consumo em Não-Baixa Tensão (NT)⁽³⁾ (clientes principalmente industriais) diminuiu 8% no período. Note-se que a quebra no consumo de clientes industriais é menor em Portugal do que no resto da Europa, pois as indústrias pesadas têm um menor peso na procura de energia em Portugal, e o sector da construção já apresentava níveis reduzidos de actividade no 1S08.

Os **proveitos regulados da actividade de distribuição** totalizaram €599M no 1S09. De notar que c55% destes proveitos são fixos, e que dos restantes c45% variáveis, c35% dependem da energia distribuída em BT e apenas c10% dependem da energia distribuída em NT. Em consequência, variações no consumo dos clientes industriais têm um impacto residual nos proveitos regulados desta actividade. No 1S09, a distribuição regulada apresentou um défice tarifário de €40M, em linha com o definido pelo regulador nos pressupostos para as tarifas 2009.

No 1S09, a **EDP Serviço Universal (EDP SU) comercializou 21TWh** (depois de perdas), o que ficou 1,3TWh abaixo do pressuposto adoptado pelo regulador na definição das tarifas para 2009, devido à passagem de clientes para o mercado liberalizado. Adicionalmente, o custo médio com a compra de electricidade foi de €48/MWh no 1S09, comparados com uma previsão do regulador de €71/MWh. Os menores volumes comercializados a preços inferiores ao esperado originaram um superávit tarifário de €181M no 1S09, a ser devolvido nos próximos anos.

Os impactos mencionados traduziram-se num desvio tarifário de €141M no 1S09 a ser devolvido às tarifas, o que em conjunto com a securitização, em Mar-09, de um défice tarifário acumulado de €1,28MM a Dez-09, entre outros, possibilitou uma redução do montante de **recebimentos futuros relativos à actividade regulada**, de uns positivos €1,15MM a Dez-08 para uns negativos €60M a Jun-09.

Os **custos operacionais controláveis** aumentaram 4% no período para €231M: (i) o aumento dos FSE reflecte um aumento nos custos de back-office e outros custos, resultado de uma nova imposição regulatória (alteração de facturação bimestral para mensal, aumento do número de leituras, entre outras), bem como um aumento nos custos de O&M; (ii) os custos com pessoal diminuíram 3% no período, excluindo indemnizações e capitalização de custos com pessoal, reflectindo a redução do número de empregados.

O **investimento operacional** totalizou €112M no 1S09, com enfoque no alargamento da rede e na melhoria da qualidade do serviço. Devido a condições meteorológicas menos favoráveis, o tempo de interrupção equivalente piorou em 6 min. para 55 min. no 1S09.

(1) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal

(2) Ajustado de impactos extraordinários (tempestades, ventos fortes e incêndios)

(3) Não-Baixa Tensão: 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)	1S09	1S08	Δ 09/08	Δ Abs.
Margem Bruta	84,9	81,7	3,9%	+3
FSEs	31,0	28,1	10%	+3
Custos com Pessoal	9,8	11,4	-14%	-2
Custos com Benefícios Sociais	1,4	1,3	9,2%	+0
Outros custos (proveitos) operacionais	(2,1)	(5,5)	63%	+3
Custos Operacionais	40,2	35,3	14%	+5
EBITDA	44,7	46,4	-3,6%	-2
Provisões	0,0	0,1	-82%	-0
Depreciações e amortizações líquidas	13,4	12,1	10%	+1
EBIT	31,3	34,1	-8,2%	-3
Proveitos Regulados	77,4	72,8	6,3%	+5
Transporte	3,9	2,1	90%	+2
Distribuição	69,5	66,8	4,1%	+3
Comercialização	4,0	4,0	1,2%	+0
Activos Regulatórios (1)	373,0	314,7	19%	+58
Défice tarifário do período	28,0	75,3	-63%	-47
Défice tarifário de anos anteriores	345,0	239,4	44%	+106

A **margem bruta** da actividade de distribuição de electricidade em Espanha aumentou 4% no período para €85M no 1S09, reflectindo um aumento de 6% das receitas reguladas reconhecidas nas tarifas de 2009, um aumento de €2m nos proveitos com ligações à rede e uma redução de €4m nos outros proveitos devido à contabilização em 2008 de €5m de liquidações referentes ao recebimento de proveitos regulados.

A nova **regulação** introduzida no ano passado em Espanha para a actividade de distribuição de electricidade tem como principal objectivo remunerar os investimentos realizados na expansão da rede, melhorias na qualidade do serviço e reduções nas perdas, estando os proveitos regulados muito menos dependentes dos volumes distribuídos. Contudo, os proveitos regulados para o ano 2009 foram definidos de acordo com um modelo de cálculo transitório, estando o modelo final ainda em discussão.

A **electricidade distribuída pela HC Distribución** caiu 8% no período para 4,5TWh no 1S09, 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 industriais), enquanto o consumo em BT (principalmente residencial) apresentou um aumento de 0,4%. De notar que na sequência da progressiva transição dos clientes para o mercado liberalizado, que resulta dos preços de mercado serem inferiores à tarifa regulada para 2009, a electricidade distribuída para os clientes de acesso mais do que duplicou no período.

Os **custos operacionais controláveis** aumentaram 3% (ou €1M) no período para €41M no 1S09: (i) o aumento dos FSE deve-se essencialmente a um aumento nos custos de operação e manutenção, após a passagem do ciclone Klaus que afectou o Norte de Espanha no início do ano, e a um aumento nas despesas de back office; (ii) os custos com pessoal diminuíram €2M, reflectindo uma redução do número de colaboradores.

Distribuição em Espanha	1S09	1S08	Δ %	Δ Abs.
Consumidores de electricidade	639	623	2,6%	+16
Comercialização Regulada	472	548	-14%	-76
Comercialização Mercado Regulado	167	74	124%	+92
Electricidade Distribuída (GWh)	4.543	4.911	-7,5%	-368
Baixa Tensão	1.352	1.346	0,4%	+6
Média Tensão	615	626	-1,8%	-11
Alta Tensão	2.576	2.939	-12%	-363
Electricidade Comercializada (GWh)	2.583	3.969	-35%	-1.386
Baixa tensão	1.013	1.063	-4,7%	-50
Média Tensão	11	97	-89%	-86
Alta Tensão	1.559	2.809	-44%	-1.250
Custos Operacionais Controláveis (2)	40,8	39,6	3,1%	+1
Opex/cliente (€/cliente)	63,8	63,5	0,5%	+0
Opex/Km de rede (€/Km)	1.905,5	1.872,5	1,8%	+33
Número de empregados	362	391	-7,4%	-29
Invest. Operacional (líquido de subsídios) (€M)	21,1	19,5	8%	+2
Rede de distribuição ('000 Km)	21,4	21,1	1,3%	+0
Tempo de Interrupção Equivalente	105	35	199%	+70

O **investimento operacional** aumentou €2M no período para os €21M no 1S09, devido essencialmente a investimentos de manutenção e ao acima mencionado ciclone Klaus que danificou a rede de distribuição, o que implicou também um aumento de 70 min. no tempo médio de interrupção.

Em Mai-09, o governo espanhol anunciou, através do RD 6/2009, a **possibilidade de securitizar o défice tarifário Espanhol** suportado pelas empresas do sector eléctrico. O défice tarifário acumulado do sistema eléctrico espanhol para os anos 2006 e 2008 ascende a €6.9MM, dos quais c€360M estão a ser financiados pela HC Energia. De notar que estes montantes estão líquidos dos impactos do RDL 3/2006 e RDL 11/2007, que estabeleciam a obrigação de devolução dos proveitos adicionais gerados pela repercussão dos custos do CO₂ nos preços de mercado (o RDL 6/2009 pôs um fim a esta obrigação, a partir de 1 de Julho de 2009).

Em Jan-09, 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 €1,6MM para o 1S09, dos quais €28M estavam reflectidos, a Jun-09, nos recebimentos futuros da actividade regulada da HC Energia. De notar que estes valores estão líquidos do impacto do RD 11/2007 ("CO₂ clawback").

Adicionalmente, o governo espanhol aprovou (através do RD 485/2009) o término das tarifas reguladas, com início a 1 de Julho de 2009, bem como a introdução de uma tarifa de último recurso para clientes de BT (<10kW). A tarifa de último recurso foi calculada aplicando um crescimento de 2% sobre a última tarifa regulada em vigor. No leilão do CESUR para o 2S09, a nossa comercializadora de último recurso adquiriu 449GWh a um preço médio de €44/MWh. De notar ainda que, através do RDL 6/2009, foi definido um calendário de eliminação do défice tarifário, por forma a que, em Jan-13, as tarifas de acesso sejam suficientes para cobrir os custos das actividades reguladas.

¹¹¹ Valor para o 1S09 líquido dos custos com "CO₂ clawback"

¹¹² Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal

Gás - Actividade Regulada



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha			Total			Actividade Regulada	1S09	1S08	% Δ	Abs. Δ
	1S09	1S08	Δ 09/08	1S09	1S08	Δ 09/08	1S09	1S08	Δ 09/08					
Margem Bruta	16,5	26,4	-38%	95,2	83,1	15%	111,7	109,5	2%	Número Clientes (mil)	906,0	861,1	5,2%	+45
FSEs	5,9	5,1	15%	13,0	11,4	14%	18,9	16,5	15%	Portugal	207,9	186,1	12%	+22
Custos Pessoal	2,3	2,9	-20%	9,3	9,2	1%	11,6	12,1	-4%	Clientes Finais	207,8	186,1	12%	+22
Custos Benefícios sociais	0,0	0,0	18%	0,2	0,2	7%	0,3	0,2	8%	Clientes acesso	0,1	0,1	48%	+0
Outros custos operac. (líquidos)	1,1	(0,3)	-	0,8	-3,0	-	1,9	-3,3	-	Espanha	698,1	675,0	3,4%	+23
Custos Operacionais	9,3	7,7	20%	23,3	17,8	31%	32,6	25,5	28%	Volume de Gás (GWh)	14.137	14.791	-4,4%	-654
EBITDA	7,2	18,7	-61%	71,9	65,3	10%	79,1	84,0	-6%	Portugal	3.028	3.016	0,4%	+12
Provisões	0,2	2,0	-90%	(0,2)	0,2	-	0,0	2,3	-99%	Clientes Finais	1.364	1.412	-3%	-48
Depr. e Amortizações líquidas	5,2	5,9	-11%	16,7	15,3	9%	21,9	21,1	4%	Clientes acesso	1.664	1.604	3,7%	+60
EBIT	1,8	10,8	-84%	55,4	49,8	11%	57,2	60,6	-6%	Espanha	11.109	11.775	-5,7%	-666
Investimento operacional (€ M)	11,6	6,6	77%	14,4	23,0	-37%	26,0	29,6	-12%	Receitas Reguladas (€ M)	95,8	102,0	-6,1%	-6,2
Distribuição	11,6	6,6	77%	10,1	10,3	-2%	21,7	16,9	29%	Portugal	16,5	26,4	-38%	-9,9
Transporte	-	-	-	4,3	12,6	-66%	4,3	12,6	-66%	Espanha	79,3	75,7	4,8%	+3,7
Empregados (#)	91,0	101,0	-9,9%	281,0	265,0	6,0%	372,0	366,0	1,6%	Transporte	9,7	8,1	20,1%	+1,6
										Distribuição	69,6	64,0	8,6%	+5,5
										Comercialização Regulada	0,0	3,5	-99,8%	-3,5
										Rede (Km)	9.199	8.635	6,5%	+564
										Portugal - Distribuição	3.304	3.046	8,5%	+259
										Espanha - Distribuição	5.557	5.280	5,2%	+277
										Espanha - Transporte	338	309	9%	+29

A **actividade de gás regulado** inclui a rede concessionada de distribuição de gás da EDP Gas, no Norte de Portugal (72% EDP), e as redes de distribuição e transporte de gás da Naturgas (64% EDP), concentradas nas regiões do País Basco e Astúrias em Espanha.

A Naturgas acordou recentemente adquirir à Gas Natural alguns activos de distribuição de gás natural em baixa pressão nas regiões da Cantábria e Múrcia, bem como activos de distribuição de gás natural em alta pressão nas regiões do País Basco, Astúrias e Cantábria. Estes activos representavam no final de 2008 c 2.860Km de gasodutos, c248.000 pontos de abastecimento e c11 TWh/ano de gás distribuído. Estima-se que estes activos, em conjunto com a actividade de comercialização associada, venham a contribuir com €35M de EBITDA em 2010 ⁽¹⁾. Espera-se que a conclusão desta operação venha a ocorrer entre o 4T09 e o 1T10, dependendo das necessárias autorizações das autoridades regulatórias e de concorrência.

O **EBITDA do gás regulado** diminuiu 6% no período para €79M: (i) a actividade de distribuição de gás em Portugal foi penalizada pelo novo contrato de concessão, que estendeu o período da concessão mas reduziu as receitas reguladas no curto prazo; o que mais do que compensou (ii) o aumento proveniente da actividade de gás regulado em Espanha.

Em Espanha, a margem bruta do gás regulado aumentou 15% no período para €95M:

- As **receitas reguladas** de gás aumentaram 5% para €79M no 1S09:

(i) As receitas reguladas da distribuição de gás aumentaram 9% para €70M, reflectindo um crescimento homólogo de 3% nos pontos de abastecimento, para 698.000, e um aumento de 5% da extensão da rede de distribuição para 5.557Kms. O volume de gás distribuído diminuiu 6% no período (vs. uma redução de 10% da procura convencional de gás no mercado espanhol), reflectindo uma redução de 17% do gás distribuído em alta pressão (essencialmente clientes industriais), que mais do que compensou o aumento de 14% do gás distribuído em baixa pressão (essencialmente clientes residenciais);

(ii) As receitas reguladas do **transporte** cresceram 20% para €10M devido a um aumento de 9% da extensão da rede bem como a um aumento da remuneração por quilómetro nos investimentos recentes.

(iii) A **comercialização regulada** terminou em Jul-09 e foi substituída pela comercialização de último recurso, agora incorporada nas nossas actividades liberalizadas.

- A margem bruta de **outras actividades** não incluídas nas receitas reguladas, como sejam serviços de inspecção, aluguer de contadores e "upfront fees" recebidos pela ligação de clientes associada ao fim das tarifas reguladas, aumentou €8M para €16M no 1S09.

Em Portugal, foi assinado um novo contrato de concessão com o Estado Português (estabelecendo um período de 40 anos para a concessão com efeitos a partir de Jan-08), que quando comparado com o contrato anterior implicou menores receitas no curto prazo e receitas superiores nos últimos anos, mantendo o equilíbrio económico-financeiro da concessão. Os novos termos da concessão entraram em vigor em Jul-08, com o início do novo período regulatório de 3 anos, que fixou a remuneração dos activos em 9%. Na sequência deste novo contrato de concessão, as receitas reguladas caíram 38% para €16M no 1S09. Em termos de dados operacionais, verificou-se um aumento de 8% da nossa rede de distribuição em Portugal para 3.304Km, enquanto os pontos de abastecimento aumentaram 12% para 207.900. O gás distribuído aumentou 0,4% no período, sendo que este aumento foi suportado pela ligação de um cliente industrial em Set-08.

Os **custos operacionais controláveis**⁽²⁾ aumentaram em 7% no período, em linha com o crescimento da actividade regulada. A evolução dos outros proveitos operacionais reflecte a contabilização de um ganho não recorrente em Espanha no 1T08 (+€2M).

O **investimento operacional** diminuiu 12%, devido à antecipação, no final de 2008, de investimentos na rede, nomeadamente com o pipeline de Bergara-Irun, prevendo-se que esteja totalmente operacional no final de 2010, e que representa um investimento total de €68M.

⁽¹⁾ Excluindo custos não recorrentes de integração.

⁽²⁾ Fornecimento e serviços externos e custos com pessoal

Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado - R\$ Milhões			Consolidado - € Milhões		
	1S09	1S08	Δ 09/08	1S09	1S08	Δ 09/08
Margem Bruta	1.044,6	1.195,8	-13%	355,7	457,6	-22%
Forn. e serviços externos	157,0	201,4	-22%	53,4	77,1	-31%
Custos com Pessoal	107,3	135,6	-21%	36,5	51,9	-30%
Custos com benefícios Sociais	33,2	24,7	34%	11,3	9,5	20%
Outros custos operacionais (Líquidos)	54,2	56,2	-3,6%	18,4	21,5	-14%
Custos Operacionais	351,6	417,9	-16%	119,7	159,9	-25%
EBITDA	693,0	777,9	-11%	235,9	297,7	-21%
Provisões	4,2	11,9	-65%	1,4	4,5	-69%
Depreciações e Amortizações Líquidas	160,7	293,6	-45%	54,7	112,4	-51%
EBIT	528,1	472,4	12%	179,8	180,8	-0,5%
Result. da alienação de act. financ.	121,0	-	-	41,2	-	-
Resultados financeiros	(117,6)	(78,2)	50%	(40,1)	(29,9)	34%
Resultados em associadas	(0,1)	(0,0)	-	(0,0)	(0,0)	-
Resultados Antes de Impostos	531,3	394,2	35%	180,9	150,8	20%
IRC e Impostos diferidos	151,2	175,5	-14%	51,5	67,2	-23%
Operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-
Resultado Líquido do Exercício	380,1	218,6	74%	129,4	83,7	55%
Accionistas da Energias do Brasil	327,4	174,3	88%	111,5	66,7	67%
Interesses Minoritários	52,7	44,3	19%	17,9	17,0	5,8%
Capex	282,7	338,6	-17%	96,3	130,5	-26%
Empregados (#)	2.336	3.033	-697			

Em Set-08, a Energias do Brasil concluiu a **permuta de activos** com o Grupo Rede, implicando a exclusão da Enersul do perímetro de consolidação e a alteração no método de consolidação da central hidroeléctrica de Lajeado de proporcional para consolidação integral no seguimento do reforço da nossa participação de 27,65% para 73%.

No 1S09, a contribuição da Energias do Brasil para o EBITDA consolidado foi afectada negativamente, pela **depreciação de 11% do Real contra o Euro** (impacto negativo de € 29M no EBITDA).

O **EBITDA** da Energias do Brasil em moeda local, retraiu 11% para R\$693M suportado pelo 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 pelo crescimento no EBITDA da produção dada a existência de ganhos não recorrentes durante 1S08 (R\$77M).

Os **custos operacionais e o número de colaboradores** da Energias do Brasil diminuíram 16% e 23% vs. 1S08 respectivamente, reflectindo principalmente o impacto da operação de permuta de activos. Os custos com benefícios sociais aumentaram 34% vs. 1S08 devido à redução dos quadros médios (-46 colaboradores) de forma a melhorar a eficiência. Este programa implicou custo extraordinário de RH de R\$15M no 1S09.

As **depreciações e amortizações** diminuíram 45,3% reflectindo a amortização acelerada (imparidade) da Enersul (R\$130M) no 1S08 como consequência das alterações regulatórias.

Energias do Brasil	1S09	1S08	Δ 09/08
Cotação no fim do período (R\$/acção)	27,1	31,9	-15%
Total de acções (milhões)	158,8	165,0	-3,8%
Acções Próprias (milhões)	15,8	6,2	155%
Número de accções detidas pela EDP (milhões)	102,9	102,9	0%
Euro/Real - Taxa de fim do período	2,75	2,51	-8,6%
Euro/Real - Taxa média do período	2,94	2,61	-11%
Taxa Inflação (IGPM - 12 Meses)	1,5%		
Taxa de Juro (SELIC)	10,72	10,86	-13 pp

Dados relevantes de Balanço (€ milhões)	1S09	1S08	Δ 09/08
Dívida Líquida	939	884	6,3%
Recebimentos Futuros da Act. Regulada	50	44	14%
Interesses Minoritários	626	285	120%

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

Rácios de Dívida	1S09	1S08
Dívida Líquida / EBITDA	2,0x	1,5x

Os **custos financeiros líquidos** aumentaram 50% vs.1S08 devido ao da dívida financeira líquida e do custo médio da dívida (+10pb) .

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 120% devido à operação de troca de activos o que implicou a consolidação integral da Lajeado (27%).

O **resultado da alienação de act. financ.** do 1S09 está relacionado com a venda da nossa participação, em Jun-09, na empresa de telecomunicações Esc90. É de realçar que ao nível de consolidado da EDP, estes ganhos foram apenas de €15M devido à anulação de goodwill e dos direitos de concessão associados à Esc90.

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Bandeirante + Escelsa			Enersul			Distribuição		
	1S09	1S08	Δ 09/08	1S09	1S08	Δ 09/08	1S09	1S08	Δ 09/08
Margem Bruta	636,2	600,2	6,0%	-	223,7	-	636,2	823,9	-23%
Forn. e serviços externos	118,9	112,9	5,3%	-	57,9	-	118,9	170,8	-30%
Custos com Pessoal	78,5	82,8	-5,2%	-	32,7	-	78,5	115,5	-32%
Custos com benefícios Sociais	25,3	20,3	24%	-	3,1	-	25,3	23,4	7,9%
Outros custos operac. (Liq.)	40,9	23,7	73%	-	17,9	-	40,9	41,6	-1,6%
Custos Operacionais	263,6	239,7	10%	-	111,6	-	263,6	351,3	-25%
EBITDA	372,6	360,5	3,4%	-	112,1	-	372,6	472,6	-21%
Provisões	4,3	4,1	5,0%	-	7,3	-	4,3	11,4	-62%
Deprec. e Amortizações líquidas	83,8	82,4	1,8%	-	33,4	-	83,8	115,8	-28%
EBIT	284,5	274,1	3,8%	-	71,4	-	284,5	345,4	-18%
Margem Bruta IFRS	636,2	600,2	6,0%	-	223,7	-	636,2	823,9	-23%
Desvio Tarifário ⁽¹⁾	50,2	36,7	37%	-	24,0	-	50,2	60,7	-17%
Desvios Períodos Anteriores ⁽¹⁾	(59,1)	(87,5)	-32%	-	(25,3)	-	(59,1)	(112,8)	-48%
Outros	14,6	12,3	19%	-	(13,2)	-	14,6	(0,8)	-
Margem Bruta Brasil GAAP	641,9	561,8	14%	-	209,2	-	641,9	771,0	-17%
Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)	147,1	174,1	-15%	-	(59,5)	-	147,1	114,5	28%
Capex (R\$ M)	142,0	149,2	-4,9%	-	73,5	-	142,0	222,8	-36%

A **margem bruta** da distribuição no 1S09 diminuiu 23% devido à exclusão da Enersul do perímetro de consolidação. Considerando apenas a Bandeirante e a Escelsa (Band+Esc), a margem bruta subiu 6% e numa base normalizada aumentou 14% em relação a igual período do ano anterior, devido:

O **volume de energia vendida pela Band+Esc** subiu 1% no 1S09. A queda de 9% no volume do segmento industrial devido abrandamento da economia foi compensada pelo crescimento de 5% do volume vendido ao clientes residenciais e comerciais reflectindo um aumento de 2% no número de clientes e no consumo por cliente. É de assinalar que a tarifa de uso da rede é 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 as mesmas variações nos residenciais/comerciais. Em relação à energia distribuída em mercado, os volumes diminuíram 25% vs. 1S08 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 **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 e uma base de custos preliminar (base de custo definitiva será determinada no 2S09). 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, tendo o último reajustamento anual da Bandeirante (Oct-08) e da Escelsa (Ago-08) um impacto positivo na margem bruta.

Distribuição	1S09	1S08	% Δ	Abs. Δ
Número de Clientes (Milhares)	2.611,7	2.560,2	2,0%	+51
Bandeirante	1.444,3	1.439,4	0,3%	+5
Escelsa	1.167,4	1.120,8	4,2%	+47
Electricidade Distribuída (GWh)	10.072	11.080	-9,1%	-1.009
Bandeirante	6.437	6.727	-4,3%	-291
Escelsa	3.635	4.353	-17%	-718
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	3.258	4.332	-25%	-1.073
Electricidade Vendida (GWh)	6.813	6.749	1,0%	+64
Bandeirante	4.207	4.162	1,1%	+45
Resid., Comercial e Outros	2.821	2.674	5,5%	+147
Industrial	1.386	1.488	-6,9%	-103
Escelsa	2.606	2.587	0,8%	+20
Resid., Comercial e Outros	2.164	2.065	4,8%	+99
Industrial	443	522	-15%	-79
Perdas Técnicas de Electr.				
Bandeirante	5,1%	5,2%	-1,2%	-
Escelsa	9,3%	8,2%	12%	-
Perdas Comerciais de Electr.				
Bandeirante	5,5%	5,6%	-1,9%	-
Escelsa	5,9%	5,8%	2,0%	-
Empregados (#)	2.015	2.729	-26%	-714
Bandeirante+Escelsa	2.015	2.002	0,6%	+13

Em **IFRS**, a **margem bruta** aumentou 6% vs. os 14% de aumento em GAAP brasileiro relativamente ao período homólogo. A diferença é justificada principalmente por desvios tarifários passados e do período. Os desvios tarifários passados na Band+Esc diminuíram 32% de R\$88M no 1S08 para R\$59M no 1S09. O desvio tarifário do período foi negativo em R\$50M 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. Em Jun-09, os recebimentos futuros da act. regulada a serem recuperados totalizaram R\$147M.

Custos operacionais na Band+Esc cresceram 10% 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 (+R\$15M). Os FSEs aumentaram 5% devido a custos com processos antigos de contingências da Enersul que ficaram a cargo da Energias do Brasil. Custos com pessoal apresentaram uma queda comprovando os resultados dos programas de eficiência em curso.

O **investimento operacional** diminuiu 5% relativamente ao período homólogo devido ao menor investimento na Bandeirante. As **perdas de energia** aumentaram nas duas empresas, devido um maior peso dos clientes dos segmentos residencial e comercial (baixa tensão), no total de mix de electricidade distribuída, um segmento que apresenta taxas de perda de electricidade estruturalmente mais elevadas.

⁽¹⁾ Desvios tarifários que a EDP está a recuperar na actual tarifa, relacionados com montantes devidos pelo sistema, que tiveram no passado um impacto negativo na margem bruta

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

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção		
	1S09	1S08	Δ 09/08
Margem Bruta	386,0	330,8	17%
Forn. e serviços externos	21,3	15,9	34%
Custos com Pessoal	18,2	11,8	54%
Custos com benefícios Sociais	2,5	0,6	-
Outros custos operac. (Líquidos)	6,8	8,3	-19%
Custos Operacionais	48,8	36,7	33%
EBITDA	337,2	294,1	15%
Provisões	(0,3)	0,5	-
Deprec. e Amortizações líquidas	70,0	40,1	75%
EBIT	267,5	253,6	5,5%

Produção		1S09	1S08	Δ 09/08
Margem Bruta (R\$ Milhões)		386,0	330,8	16,7%
Lajeado		164,3	42,1	291%
Peixe Angical		136,6	181,0	-25%
Energest (14 Centrais Hídricas)		85,1	107,8	-21%
Cap. Instalada - Hídrica (MW)		1.725,2	1.043,7	65%
Lajeado		902	250	261%
Peixe Angical		452	452	-
Energest (14 Centrais Hídricas)		371	342	8,5%
Energia Vendida (GWh)		3.737,0	2.966,1	26%
Energia Produzida (GWh)		4.060,1	2.653,9	53%
Lajeado		2.020,7	694,3	191%
Peixe Angical		1.169,8	1.110,7	5,3%
Energest (14 Centrais Hídricas)		869,6	848,9	2,4%
Preço Médio de Venda (R\$/MWh)		117,5	117,1	0,3%
Lajeado		105,1	93,4	13%
Peixe Angical		148,4	133,7	11%
Energest (14 Centrais Hídricas)		103,4	109,9	-5,9%
Investimento Operac. (R\$ Milhões)		140,3	115,3	22%
Lajeado		1,8	1,9	-3,4%
Peixe Angical		4,8	6,5	-25%
Energest (13 Centrais Hídricas)		2,8	3,7	-25%
Nova Capacidade		130,9	103,3	27%
Empregados (#)		243	230	+13

Comercialização		1S09	1S08	Δ 09/08
Margem Bruta (R\$ Milhões)		21,6	41,1	-48%
Custos Operacionais (R\$ Milhões)		8,7	12,4	-30%
EBITDA (R\$ Milhões)		12,8	28,6	-55%
Vendas Electricidade (GWh)		3.810,4	3.578,7	6,5%
Número de Clientes (#)		112,0	64,0	75%

PRODUÇÃO:

A **margem bruta** aumentou 17% relativamente ao período homólogo. Como resultado da conclusão da permuta de activos, a partir de Set-08 houve uma alteração no método de consolidação do Lajeado de proporcional para integral (27,65% vs. 73%). Esta operação teve um impacto positivo na margem bruta no 1S09 de R\$115M. Excluído a alteração do método de consolidação e os ganhos extraordinários no 1S08, a margem bruta aumentou 7%.

Capacidade instalada: aumentou 65% (+681MW) no seguimento do início de actividade da mini-hídrica de Santa Fé (29 MW) em Jun-09 e da consolidação integral do Lajeado/Investco (+652MW).

Volume vendido vs. produzido: No 1S08, o volume de energia vendido foi 12% mais alto que o volume produzido nas nossas centrais, reflectindo elevados volumes de energia vendida no 1S08 de forma a aproveitar a arbitragem entre os preços estáveis dos PPA e os elevados preços no mercado residual de electricidade nesse período. Este ambiente permitiu à nossa actividade de geração obter ganhos não recorrentes de R\$77M ao nível da margem bruta, que foram parcialmente revertidos no 2S08. De realçar, que após as alterações regulatórias no final de 2008, as empresas de produção tem de definir em Dezembro de cada ano, os volumes de energia que vão vender em cada mês no próximo ano, reduzindo o espaço para as arbitragens realizadas. No 1S09, o volume de energia vendida foi 8% abaixo do volume de energia produzida, visto que a Energias do Brasil contratou um maior volume de energia para ser vendida no 2S09.

Preço médio de venda: 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. Como resultado, o preço médio de venda na Lajeado e no Peixe Angical aumentaram 13% e 11% respectivamente, o que compensou a queda na Energest que engloba o impacto dos acima referidos preços elevados no mercado spot no 1S08. Em relação a novos contratos a nova central hídrica com PPA Santa Fé vendeu em leilão uma média de 16 MW, ao preço actualizado de R\$137/MWh para um período de 30 anos a iniciar em 2009.

Os **custos operacionais** cresceram 33% vs. 1S08 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 1S08.

O **investimento operacional** cresceu 22%, impulsionado por um aumento de R\$27M do investimento de expansão (representa 93% do investimento total). O principal motivo é a construção da central a carvão de Pécem, que compensou a desaceleração de investimento operacional na central hídrica de Santa Fé. Até ao final de 2009, é esperado um investimento na produção de R\$425M e R\$1.100M em 2010.

Em Julho de 2008, a Energias do Brasil iniciou as 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 "repasse" dos custos de combustível. De acordo com o contrato chave-na-mão existente, o investimento nesta central ascenderá a USD1,2 mil milhões. Este projecto será financiado em 75% com dívida de longo prazo, que já está contratada. No 1S09, o investimento operacional totalizou R\$48M.

Em relação a nova capacidade hídrica, a central de Santa Fé foi concluída em Jun-09, tendo o investimento no 1S09 o montante de R\$53M. Adicionalmente, a ANEEL ratificou uma repotenciação 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. No 1S09, o investimento relativo a estes aumentos de potência totalizaram R\$25M.

COMERCIALIZAÇÃO LIBERALIZADA:

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 1S09, a **margem bruta** diminuiu de 48% relativamente ao período homólogo, devido à existência no 1H08 de alguns ganhos não recorrentes relacionados com os preços anormalmente altos da energia no mercado "Spot" no período (R\$9M) e a diminuição da margem média de venda (R\$10M). Os **custos operacionais** diminuíram 30% devido ao fim dos contratos de fornecimento à Ampla em Abr-09, que tinham associados uma provisão para potenciais perdas (R\$7M no 1S08 vs. R\$3M no 1S09).



Demonstrações de Resultados

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1S09 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	506,9	411,1	873,7	309,3	355,7	(2,8)	2.453,8
Fornecimentos e serviços externos	39,4	67,7	193,7	67,6	53,4	(68,5)	353,5
Custos com pessoal	34,8	29,2	108,7	20,3	36,5	54,3	283,8
Custos com benefícios sociais	10,5	1,0	44,9	0,0	11,3	(1,7)	66,0
Rendas de concessão	2,8	-	128,3	2,4	-	(9,1)	124,3
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(5,4)	23,0	(11,3)	(51,9)	18,4	42,8	15,6
Custos Operacionais	82,2	120,9	464,2	38,4	119,7	17,8	843,3
EBITDA	424,7	290,1	409,4	270,8	235,9	(20,5)	1.610,5
Provisões	0,9	4,6	(2,0)	(0,2)	1,4	14,1	18,8
Depreciações e Amortizações líquidas ⁽¹⁾	130,6	88,5	163,8	142,6	54,7	32,3	612,5
EBIT	293,3	197,1	247,6	128,4	179,8	(66,9)	979,3

1S08 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	541,7	298,9	884,5	256,6	457,6	5,7	2.445,0
Fornecimentos e serviços externos	36,8	68,9	176,0	45,8	77,1	(49,4)	355,2
Custos com pessoal	39,1	28,2	114,8	16,6	51,9	50,9	301,5
Custos com benefícios sociais	8,8	1,9	39,5	0,5	9,5	(2,3)	57,9
Rendas de concessão	2,0	-	113,9	2,2	-	(0,5)	117,6
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	2,3	9,9	(17,8)	(35,2)	21,5	47,7	28,3
Custos Operacionais	88,9	108,9	426,4	29,9	159,9	46,4	860,5
EBITDA	452,8	189,9	458,1	226,7	297,7	(40,7)	1.584,5
Provisões	(0,3)	0,8	2,7	0,8	4,5	8,9	17,5
Depreciações e Amortizações líquidas ⁽¹⁾	127,2	60,0	159,5	93,3	112,4	41,3	593,7
EBIT	325,9	129,2	295,9	132,7	180,8	(91,0)	973,4

⁽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	2.391,4	-	-
Vendas de gás	336,0	254,3	288,1	348,5	316,3	199,8	-	-
Outras vendas	17,2	10,1	75,0	34,2	12,6	20,4	-	-
Prestação de serviços	25,7	35,6	31,9	68,0	37,9	44,9	-	-
Proveitos Operacionais	3.531,6	3.188,7	3.542,3	3.631,6	3.233,3	2.656,5	-	-
Electricidade	1.694,0	1.563,3	1.693,0	1.677,0	1.464,8	1.045,2	-	-
Gás	218,6	167,0	167,2	270,3	218,3	128,0	-	-
Combustíveis	351,7	255,0	427,0	448,8	272,3	273,4	-	-
Materiais diversos e mercadorias	8,9	16,6	18,6	19,9	17,1	16,8	-	-
Custos Directos da Actividade	2.273,2	2.001,9	2.305,8	2.415,9	1.972,5	1.463,5	-	-
Margem Bruta	1.258,3	1.186,7	1.236,5	1.215,7	1.260,8	1.193,0	-	-
Fornecimentos e serviços externos	170,6	184,6	174,9	205,7	165,5	187,9	-	-
Custos com pessoal	148,5	153,0	133,4	138,7	141,3	142,5	-	-
Custos com benefícios sociais	29,1	28,7	76,2	27,1	35,4	30,6	-	-
Rendas de concessão	59,1	58,4	59,3	58,8	61,8	62,5	-	-
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	42,3	(14,0)	7,1	0,5	7,6	8,0	-	-
Custos Operacionais	449,6	410,8	450,9	430,9	411,7	431,5	-	-
EBITDA	808,7	775,9	785,6	784,8	849,1	761,4	-	-
Provisões	0,3	17,2	11,0	3,6	4,7	14,1	-	-
Amortizações	293,1	355,0	310,6	347,0	338,5	327,8	-	-
Compensação de Amortizações	(26,6)	(27,8)	(27,3)	(31,9)	(26,2)	(27,7)	-	-
EBIT	541,8	431,6	491,3	466,2	532,1	447,2	-	-
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financ.	27,0	454,6	1,3	(1,1)	12,9	15,0	-	-
Resultados financeiros	(184,3)	(327,1)	(180,6)	(250,7)	(165,5)	(121,7)	-	-
Resultados em associadas	9,8	9,2	8,5	7,2	4,6	9,1	-	-
Resultados Antes de Impostos	394,2	568,2	320,5	221,7	384,1	349,6	-	-
IRC e Impostos diferidos	92,8	91,3	57,4	42,3	88,0	105,5	-	-
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	244,1	-	-
Accionistas da EDP	263,3	439,7	237,1	151,7	265,3	214,1	-	-
Interesses Minoritários	38,1	28,8	26,0	27,6	30,8	30,0	-	-

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1S09 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Proveitos Operacionais	1.578,8	733,6	313,9	2.518,4	623,3	762,0	(640,2)	5.889,8
Custos Directos da Actividade	765,3	688,7	4,7	1.756,5	451,9	406,4	(637,4)	3.436,0
Margem Bruta	813,5	44,9	309,3	762,0	171,3	355,7	(2,8)	2.453,8
Fornecimentos e serviços externos	72,6	25,1	67,6	174,8	28,3	53,4	(68,5)	353,5
Custos com pessoal	56,6	5,5	20,3	97,1	13,5	36,5	54,3	283,8
Custos com benefícios sociais	11,4	0,2	-	44,6	0,3	11,3	(1,7)	66,0
Outros Custos Operacionais (Líquido)	24,3	(9,4)	(49,5)	115,1	7,3	18,4	33,7	139,9
Custos Operacionais	164,9	21,4	38,4	431,6	49,5	119,7	17,8	843,3
EBITDA	648,6	23,5	270,8	330,4	121,9	235,9	(20,5)	1.610,5
Provisões	7,4	(1,9)	(0,2)	(2,0)	0,0	1,4	14,1	18,8
Depreciações e Amortizações líquidas ⁽¹⁾	217,2	1,6	142,6	141,9	22,2	54,7	32,3	612,5
EBIT	424,0	23,9	128,4	190,5	99,6	179,8	(66,9)	979,3

1S08 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Proveitos Operacionais	1.889,9	570,3	258,5	3.017,6	731,8	939,1	(687,0)	6.720,2
Custos Directos da Actividade	1.126,2	539,4	1,8	2.242,6	576,4	481,5	(692,7)	4.275,2
Margem Bruta	763,7	30,9	256,6	775,0	155,5	457,6	5,7	2.445,0
Fornecimentos e serviços externos	72,4	24,7	45,8	159,6	25,1	77,1	(49,4)	355,2
Custos com pessoal	60,1	5,7	16,6	102,8	13,6	51,9	50,9	301,5
Custos com benefícios sociais	10,5	0,2	0,5	39,3	0,3	9,5	(2,3)	57,9
Outros Custos Operacionais (Líquido)	21,8	(13,0)	(33,0)	99,4	2,0	21,5	47,2	145,9
Custos Operacionais	164,8	17,6	29,9	400,9	40,9	159,9	46,4	860,5
EBITDA	598,9	13,3	226,7	374,1	114,5	297,7	(40,7)	1.584,5
Provisões	-	0,5	0,8	0,4	2,3	4,5	8,9	17,5
Depreciações e Amortizações líquidas ⁽¹⁾	185,9	1,1	93,3	138,4	21,3	112,4	41,3	593,7
EBIT	413,0	11,7	132,7	235,3	90,9	180,8	(91,0)	973,3

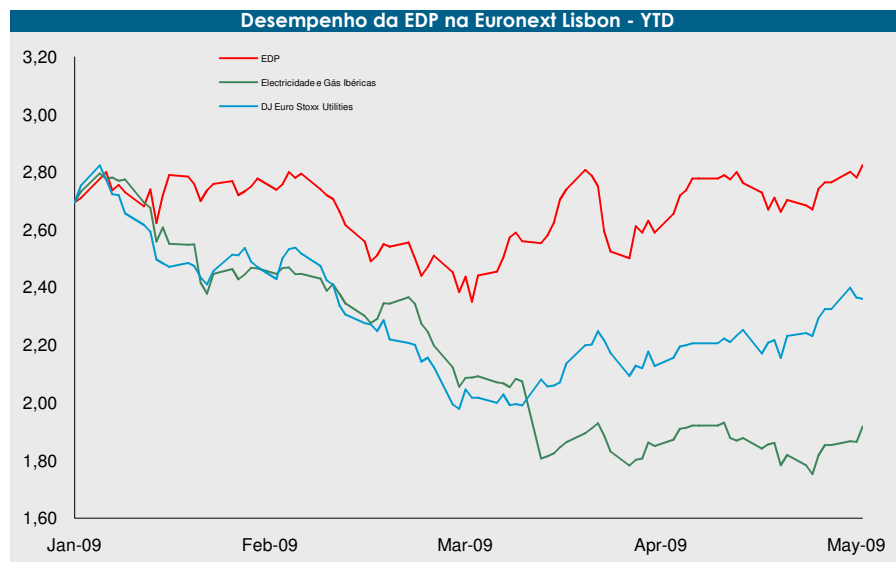
⁽¹⁾ Depreciações e amortizações líquidas de compensação de amortizações de activos subsidiados



edp

Anexos

Desempenho da EDP na Bolsa



EDP em Bolsa	YTD	52W	2008
(29-07-2009)			
Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)			
Fecho	2,78	2,78	2,70
Max	2,93	3,53	4,76
Min	2,34	2,06	2,06
Média	2,72	2,76	3,52
Liquidez da EDP na Euronext Lisbon			
Volume de Negócios (€ M)	2.410,6	5.374,6	9.864,4
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	16,1	20,5	37,7
Volume Transaccionado (Milhões de Acções)	885,8	1.946,1	2.800,9
Volume Médio Diário (Milhões de Acções)	5,9	7,4	10,7
Valor de Mercado da EDP			
Capitalização Bolsista (€ M)	10.180	-	9.854
"Enterprise Value" (€ M)	26.780	-	26.455

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)
- Mai-7:** Publicação de RD que define as condições para a eliminação do défice tarifário em Espanha.
- Jun-09:** A Moody's reduz o rating da EDP para "A3" com outlook estável
- Jun-18:** EDP emite obrigações no montante de €1.000 milhões, a 7 anos
- Jun-30:** Energias do Brasil conclui alienação de empresa de telecomunicações ESC90
- Jul-20:** EDP adquire activos de gás em Espanha à Gás Natural no montante de €330M

EDP - Capacidade instalada & Produção de electricidade



Capacidade Instalada - MW ⁽¹⁾	1S09	1S08	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)	448	348	100	29%
Mini-Hídricas	160	79	81	
Cogeração+Resíduos	257	258	-1	
Biomassa	32	11	20	
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)	4.632	3.237	1.394	43%
Europa	2.495	1.916	579	30%
EUA	2.123	1.321	802	61%
Brasil	14	-	14	-
Brasil (Ex-Eólico)	1.725	1.044	681	65%
Hídrico	1.725	1.044	681	65%
Lajeado	902	250	652	
Peixe Angical	452	452	-	
Energest	371	342	29	
TOTAL	18.888	16.294	2.594	16%

Produção de Electricidade (GWh)	1S09	1S08	Δ GWh	Δ 09/08
Produção Contratada LP (PPAs/CMECs)	8.799	6.398	2.401	38%
Hídrico	3.976	3.396	580	17%
Fio de água	2.729	2.404	325	
Albufeira	1.330	992	338	
Carvão	4.588	2.822	1.765	63%
Sines	4.588	2.822	1.765	
Fuel	236	180	56	31%
Setúbal	187	139	48	
Carregado	-2	-5	4	
Barreiro	51	47	4	
Regime Especial (Ex-Eólico)	1.069	924	145	16%
Mini-Hídricas	222	106	117	
Cogeração+Resíduos	807	801	6	
Biomassa	40	17	22	
Produção Liberalizada de Electricidade	9.645	9.905	-260	-3%
Hídrico	936	750	186	25%
Portugal	361	305	55	
Espanha	575	444	131	
Carvão	3.701	3.168	534	17%
Aboño I	771	840	-69	
Aboño II	1.808	1.705	103	
Soto Ribera II	511	287	224	
Soto Ribera III	611	335	276	
CCGT	4.549	5.467	-918	-17%
Ribatejo (3 grupos)	3.193	3.896	-703	
Castejón (2 grupo)	827	1.572	-744	
Soto IV (1 grupo)	529	-	529	
Nuclear	459	520	-62	-12%
Trillo	459	520	-62	
Fuel	-0	-0	-0	
Tunes	-0	-0	-0	
Eólico	5.252	3.960	1.292	33%
Europa	2.163	1.957	206	11%
EUA	3.074	2.003	1.071	53%
Brasil	15	-	15	-
Brasil (Ex-Eólico)	4.060	2.654	1.406	53%
Hídrico	4.060	2.654	1.406	53%
Lajeado	2.021	694	1.326	
Peixe Angical	1.170	1.111	59	
Energest	870	849	21	
TOTAL	28.825	23.841	4.984	21%

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

Emissões de CO2



Emissões CO2	Emissões CO2 (absoluto, MtCO2)		Específicas (tonelada/GWh)		Produção Líquida (GWh)	
	1S09	1S08	1S09	1S08	1S09	1S08
TOTAL PPA's/ CMECs	4.147	2.770			5.022	3.230
Carvão	3.862	2.524	0,84	0,89	4.588	2.822
Fuel Oil + Gás Natural	285	246	0,66	0,60	434	408
TOTAL PRODUÇÃO LIBERALIZADA	5.870	5.842			8.251	8.635
Carvão	4.202	3.921	1,14	1,24	3.701	3.168
CCGT	1.667	1.921	0,37	0,35	4.549	5.467
REGIME ESPECIAL	494	500	0,37	0,32	1.352	1.565
TOTAL PRODUÇÃO TÉRMICA	10.511	9.112	0,72	0,68	14.625	13.430
PRODUÇÃO LIVRE EMISSÕES CO2					14.445	10.865
TOTAL PRODUÇÃO			0,36	0,38	29.070	24.295