



# Resultados 9M09

## **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](mailto:ir@edp.pt)  
Site: [www.edp.pt](http://www.edp.pt)

Reuters: EDP.LS  
Bloomberg: EDP PL

**Lisboa, 29 de Outubro de 2009**

# Índice

---



<b>Resultados 9M09 da EDP: Destaques</b>	<b>- 3 -</b>
<b>EBITDA Breakdown</b>	<b>- 4 -</b>
<b>Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA</b>	<b>- 5 -</b>
<b>Investimento Operacional</b>	<b>- 6 -</b>
<b>Cash Flow</b>	<b>- 7 -</b>
<b>Balanço Consolidado</b>	<b>- 8 -</b>
<b>Dívida Financeira Líquida Consolidada</b>	<b>- 9 -</b>
<b>Áreas de Negócio</b>	
<b>Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico</b>	<b>- 11 -</b>
<b>Produção Contratada L.P. no Mercado Ibérico: CAEs/CMECs e Regime Especial</b>	<b>- 12 -</b>
<b>Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico</b>	<b>- 13 -</b>
<b>EDP Renováveis</b>	<b>- 16 -</b>
<b>Distribuição de Electricidade e Comercialização de Último Recurso em Portugal</b>	<b>- 19 -</b>
<b>Distribuição de Electricidade em Espanha</b>	<b>- 20 -</b>
<b>Gás - Actividade Regulada</b>	<b>- 21 -</b>
<b>Brasil - Energias do Brasil</b>	<b>- 22 -</b>
<b>Demonstrações de Resultados &amp; Anexos</b>	<b>- 26 -</b>

# Resultados 9M09 da EDP: Destaques



As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Demonstração Resultados (€ M)	9M09	9M08	% Δ	Δ Abs.
<b>Margem bruta</b>	<b>3.679</b>	<b>3.681</b>	<b>-0,1%</b>	<b>-3</b>
Fornecimentos e serviços externos	530	530	-0,1%	-0
Custos com pessoal	408	435	-6,1%	-27
Custos com benefícios sociais	110	134	-18%	-24
Rendas de concessão	-	-	-	-
Outros custos operacionais (líquidos)	204	212	-4%	-9
<b>Custos operacionais</b>	<b>1.252</b>	<b>1.311</b>	<b>-4,5%</b>	<b>-60</b>
<b>EBITDA</b>	<b>2.427</b>	<b>2.370</b>	<b>2,4%</b>	<b>+57</b>
Provisões	34	28	19,2%	+5,5
Depreciações e Amortizações líquidas <sup>(1)</sup>	921	876	5,2%	+45
<b>EBIT</b>	<b>1.472</b>	<b>1.466</b>	<b>0,4%</b>	<b>+6</b>
Resultado da alien. de act. financeiros	31	483	-94%	-452
Resultados financeiros	(379)	(694)	45%	+314
Resultados em associadas	21	27	-24%	-6,6
<b>Resultado antes de impostos</b>	<b>1.144</b>	<b>1.283</b>	<b>-11%</b>	<b>-138</b>
IRC e Impostos diferidos	309	241	28,0%	+68
Operações em descontinuação	-	(8)	-	+8
Resultado Líquido do Exercício	835	1.033	-19%	-198
<b>Accionistas da EDP</b>	<b>748</b>	<b>940</b>	<b>-20%</b>	<b>-192</b>
Interesses Minoritários	87	93	-6,1%	-6

O **EBITDA consolidado** subiu 2%, para €2.427M nos 9M09, suportado pelas actividades liberalizadas na P. Ibérica (+€186M, reflectindo o sucesso das nossas estratégias comercial e de hedging) e pelas operações eólicas (+€62M, suportados por adições de capacidade). Por sua vez, o EBITDA de actividades reguladas e produção contratada foram afectados por menores resultados não-recorrentes nos 9M09: (1) proveito de €166M fruto de ajustamentos e desvios tarifários de anos anteriores<sup>(3)</sup> e €32M de custos de reestruturação, ambos incorridos nos 9M08 na distribuição de electricidade em Portugal; (2) -€35M nos 9M09 (vs +€41M nos 9M08) essencialmente resultantes de desvios entre os custos de combustíveis incorridos e os decorrentes de índices internacionais, aceites pelos PPA/CMECs.

Os **custos operacionais** caíram 5%, para €1.252M, reflectindo os ganhos de eficiência alcançados no programa OPEX nos 9M09 (€79M). Os custos com FSEs mantiveram-se estáveis, em €530M, corolário do adequado controlo de custos e da troca de activos no Brasil, por um lado, e do aumento da actividade, por outro. Os custos com pessoal caíram 6%, fruto do recente esforço de reestruturação, nomeadamente no Brasil e em Portugal. Os custos com benefícios sociais recuaram 18% (-€24M), fruto de menores custos de reestruturação nos 9M09 (€16M nos 9M09 vs €43M nos 9M08). Os outros custos operacionais caíram 4% (-€9M), fruto de maiores proveitos decorrentes de parcerias societárias com investidores institucionais nos EUA.

As **depreciações e amortizações líquidas** subiram 5%, para €921M, em resultado de: (1) crescimento de capacidade eólica e convencional, (2) perímetro de consolidação alargado (compra de Pebble Hydro), (3) investimentos em infra-estruturas de dessulfurização concluídos em meados de Jun-08. Os 9M08 incluem o impacto do reconhecimento de uma amortização acelerada de €50M na Enersul.

Os **resultados financeiros líquidos** subiram 45%, para €379M, reflectindo: (1) juros financeiros líquidos pagos mais baixos (-15% vs 9M08), graças a um custo médio da dívida inferior em 170 pb nos 9M09 (em 4,0%); (2) outros custos financeiros mais baixos resultante da menor desvalorização em mercado das nossas participações (€29M para reflectir a perda por imparidade da nossa participação no BCP registada no 1T09 vs €198M registados no 9M08 referentes às nossas participações na Sonaecom e BCP).

Dados-chave Operacionais	9M09	9M08	% Δ	Δ Abs.
Empregados (#)	12.067	12.310	-2,0%	-243
Capacidade Instalada (MW)	19.147	17.720	8%	+1.427

O **resultado líquido** recuou 20%, para €748M, afectado por menores ganhos de capital. Nos 9M09, os ganhos de capital (€31M) incluem: (1) €13M de ganho de diluição em resultado da entrada da Sonatrach no capital da CCGT Soto 4 (com participação de 25%), no 1T09; (2) €16M de ganho reconhecidos na venda da participação detida pela Energias do Brasil na ESC 90. Os ganhos de capital no 9M08 (€483M) resultaram essencialmente do ganho resultante da diluição da participação da EDP na EDP Renováveis, no seguimento da Oferta Pública Inicial (€405M). O resultado líquido ajustado de itens não recorrentes cresceu 9%, para €780M.

Dados-Chave Financeiros (€ M)	9M09	9M08	% Δ	Δ Abs.
FFO	1.798	1.456	24%	+342
Investimento Operacional	2.528	2.171	16%	+357
Manutenção	442	519	-15%	-77
Expansão	2.086	1.652	26%	+434
Investimentos financeiros Líquidos	-9	-1.574	99%	+1.565

Nos 9M09, o **FFO** ("Fundos das Operações") aumentou 24%, para €1.798M: (1) aumento de capacidade em 8%; (2) redução de custos de combustíveis, que compensaram a queda de preços de electricidade; (3) melhorias de eficiência; (4) redução do custo médio de financiamento. O **investimento operacional** totalizou €2.528M, 83% do qual referente a projectos de expansão. O aumento no investimento operacional resulta essencialmente do pagamento em Jan-09 de €232M pela concessão das barragens Fridão/Alvito e de maior investimento em activos eólicos (+€203M). Os **recebimentos futuros relacionados com a actividade regulada** diminuíram de €1.891M em Dez-08 para €901M com base na venda sem recurso do direito de receber o défice tarifário de Portugal (€1,2MM) e um aumento nos activos a receber por revisibilidade dos CMECs (+€185M para €460M, a recuperar no prazo de 2 anos). A **dívida líquida** em Set-09 totalizou €14,4MM versus 13,9MM em 2008.

Dados-chave de Balanço (€ m)	Set-09	Dez-08	% Δ	Δ Abs.
"Equity Value"Contabilístico	7.006	6.367	10%	+639
Dívida Líquida	14.389	13.890	3,6%	+500
Rec. Futuros da Act. Regulada	901	1.891	-52%	-990
Dívida Líquida/EBITDA (x)	4,4	4,4	1,1%	+0,0
Dívida Líquida Ajustada (2) /EBITDA (x)	4,2	3,8	10%	+0,4

No fim de Set-09, a dívida líquida/EBITDA da EDP foi 4,4x. Excluindo os activos regulatórios, a dívida líquida/EBITDA fixou-se em 4,2x. No 9M09, 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), com a emissão de obrigações a 7 anos no valor de €1MM (Jun-09) e com a emissão de obrigações a 10 anos no valor de US\$1MM (Jun-09). A **posição em depósitos e linhas de crédito disponíveis** em Set-09 ascende a €5,1MM.

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

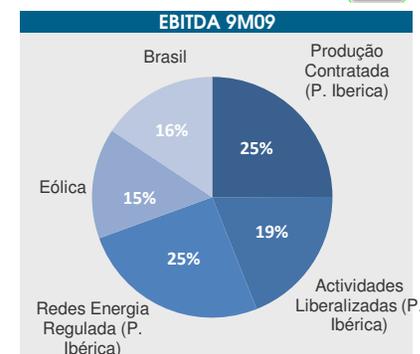
(2) Excluindo recebimentos futuros relacionados com a actividade regulada

(3) Os 9M08 incluem a recuperação através das tarifas de Desvios Tarifários de anos anteriores; o reconhecimento do Déficit Tarifário 2007 e a reposição do Déficit Tarifário 2006/08 (Jan-Fev 2008)

# EBITDA Breakdown



EBITDA (€ M)	9M09	9M08	Δ %	Δ Abs.	1T08	2T08	3T08	4T08	1T09	2T09	3T09	4T09
Produção Contratada LP	617,4	667,4	-7,5%	(50)	227,5	222,9	212,7	193,5	220,2	204,6	192,7	-
Actividades Liberalizadas	469,6	283,6	66%	186	98,4	91,5	83,0	112,5	161,0	129,2	179,4	-
Redes Reguladas P. Ibérica	629,4	722,6	-13%	(93)	228,1	230,0	265,7	235,4	218,4	191,0	220,0	-
Eólico	368,5	306,5	20%	62	125,5	101,2	79,7	131,4	154,4	116,4	97,7	-
Brasil	387,0	454,0	-15%	(67)	160,7	137,0	156,3	108,3	111,9	124,0	151,0	-
Outros	(44,7)	(63,9)	30%	19	(31,5)	(6,8)	(11,8)	3,6	(16,8)	(3,8)	(24,2)	-
<b>Consolidado</b>	<b>2.427,1</b>	<b>2.370,1</b>	<b>2,4%</b>	<b>57</b>	<b>808,7</b>	<b>775,9</b>	<b>785,6</b>	<b>784,8</b>	<b>849,1</b>	<b>761,4</b>	<b>816,6</b>	-



O EBITDA da EDP aumentou 2% no período (+€57M) para €2.427M nos 9M09 vs. €2.370M nos 9M08. Excluindo os impactos não recorrentes, o EBITDA aumentou 9% no período, de €2.221M nos 9M08 para €2.429M nos 9M09.

**PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA PENÍNSULA IBÉRICA** – O EBITDA dos 9M09 diminuiu 7.5% (-€50M), penalizado por perdas não recorrentes de €35M (vs. ganhos de €41M nos 9M08) essencialmente relacionadas com a compra de combustíveis. De notar que em consequência da estratégia de *hedging*, através de instrumentos financeiros derivados, o impacto negativo da variação nos preços dos combustíveis entre o momento da aquisição e o momento do consumo é compensado ao nível dos resultados financeiros. O EBITDA recorrente aumentou 3% para €664M, explicado por: (i) uma subida de 2% na margem bruta recorrente dos CAE/CMECs, com base numa disponibilidade e rácios de eficiência superiores aos contratados, bem como num aumento da margem bruta contratada resultante das novas instalações de DeSox na central de Sines (sob CAE/CMEC); (ii) um alargamento do perímetro de consolidação do regime especial; e (iii) controle de custos.

**ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA PENÍNSULA IBÉRICA** – O EBITDA aumentou 66% (+€186M), suportado por um aumento de 41% da margem bruta (+€183M): (i) +€142M na produção liberalizada, justificados por um aumento das margens resultante da estratégia de *hedging* e por um aumento da produção a carvão e hídrica; (ii) +€23M na comercialização de electricidade, com base num aumento dos volumes e margens; e (iii) +€18M na comercialização de gás, devido essencialmente a uma melhoria das margens nos segmentos residencial e comercial do mercado Espanhol e ao início das operações no mercado Português. A estratégia de contratação a prazo das vendas de electricidade com fixação das margens resultou num aumento de 22% da margem desta actividade para €21/MWh. Os volumes comercializados aos clientes de retalho aumentaram 53%, reflectindo o crescimento do mercado livre perante as tarifas reguladas em vigor em Portugal para o ano 2009, bem como o fim das tarifas reguladas para o mercado Espanhol a partir de Jul-09 (Tarifa de Último Recurso apenas para clientes <10kW). A nossa produção no mercado liberalizado recuou 4,3%, resultado de um menor custo de compra de electricidade na *pool* em vez de produzir. Em consequência, as nossas vendas de electricidade a clientes finais nos 9M09 representaram 103% da produção das nossas centrais liberalizadas.

**REDES REGULADAS PENÍNSULA IBÉRICA** – O EBITDA diminuiu 13% (-€93M) para €629M, reflectindo: (i) o desempenho da actividade de distribuição em Portugal (-€112M) e (ii) a distribuição de gás em Portugal (-€8M). Relativamente à distribuição de electricidade em Portugal (c70% do EBITDA das actividades reguladas na Península Ibérica), a margem bruta regulada diminuiu 10% para €982M, reflectindo, por um lado, o impacto nos 9M08 de desvios e ajustamentos tarifários

de anos anteriores<sup>(1)</sup> (€166M), e por outro, as melhorias introduzidas no novo período regulatório 2009-2011. Excluindo os desvios e ajustamentos de anos anteriores bem como os custos com a reestruturação de RH nos 9M08 (€32m), o EBITDA recorrente aumentou 5%. A procura de electricidade em Portugal diminuiu 1,6%: os consumos em BT (essencialmente clientes residenciais) apresentaram um crescimento sustentado de c3%, enquanto os consumos em NT (essencialmente clientes industriais) diminuíram c6%. Contudo, a procura de electricidade permaneceu relativamente estável no 3T09 em relação ao 3T08. O EBITDA na distribuição de gás em Portugal foi penalizado pela revisão tarifária que ocorreu em Jul-08 e que estendeu o período de concessão mas diminuiu a margem bruta de curto prazo.

**EÓLICO** – O EBITDA da EDP Renováveis (EDPR) subiu 20% (+€62M) suportado por um aumento da margem bruta (+21%, +€74M) que se deveu a um aumento dos volumes produzidos (+36%) e a uma exposição limitada aos preços de mercado. Nos EUA, a margem bruta ajustada dos PTCs e outros proveitos relacionados com parcerias com investidores institucionais (+62% para €203M) beneficiou de um aumento de 57% dos volumes produzidos, consequência do aumento da capacidade instalada (+53%). O preço médio de venda diminuiu 2% para USD48,1/MWh, tendo sido penalizado pelos parques eólicos em regime de mercado (sem CAE). Na Europa, apesar das reduções do preço alcançado na *pool* e dos factores de utilização, a margem bruta aumentou 5% para €291M, beneficiando de uma estratégia de gestão activa do risco para redução da exposição aos preços da *pool*. Nos 9M09, a EDPR vendeu 64% da produção a prazo e a preços superiores, o que resultou num ganho de c€6,5/MWh no preço médio de venda. Os factores médios de utilização na Europa (-1pp para 24%) e nos EUA (estável nos 31%) foram penalizados por menores níveis de disponibilidade, menores recursos eólicos e condições eólicas anormalmente favoráveis no 1T08.

**BRASIL** – A partir de Set-08, concluída a operação de troca de activos com o Grupo Rede, a Enersul foi excluída do perímetro de consolidação enquanto a central hidroeléctrica do Lajeado (detida em 73% vs 27,65% anteriormente) começou a ser consolidada integralmente. Nos 9M09, a contribuição da Energias do Brasil para o EBITDA consolidado recuou 15% (-€67M), tendo sido negativamente afectada pela depreciação em 10% da taxa cambial média do Real contra o Euro (-€42M), por custos de reestruturação (RH) nos 9M09 (€5M) e por ganhos não recorrentes nos 9M08 (€30M, em resultado de volumes vendidos acima dos produzidos). O EBITDA da distribuição (em moeda local, excluindo a Enersul em 2008) cresceu 5% para os R\$597M, devido: (i) a um aumento de 1% dos volumes vendidos (fruto de uma queda de 8% nos volumes vendidos ao segmento industrial, compensada por um aumento de 5% nos volumes vendidos aos segmentos residencial e comercial); (ii) a uma menor exposição dos proveitos regulados à procura industrial do que a variações na procura comercial/residencial; e (iii) aos impactos dos desvios tarifários do período e da recuperação de desvios tarifários de anos anteriores (€14m nos 9M09 vs. €26m nos 9M08).

(1) Os 9M08 incluem a recuperação através das tarifas de Desvios Tarifários de anos anteriores; o reconhecimento do Défice Tarifário 2007 e a reposição do Défice Tarifário 2006/08 (Jan-Fev 2008)

# Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Provisões & Amortizações (€ M)	9M09	9M08	% Δ	Abs. Δ
<b>EBITDA</b>	<b>2.427,1</b>	<b>2.370,1</b>	<b>2,4%</b>	<b>+57,0</b>
Provisões	34,0	28,5	-	+5,5
Amortizações	1.003,9	957,3	4,9%	+46,6
Compensação amort. activo subsidiado	(82,9)	(81,7)	-1,5%	-1,2
<b>EBIT</b>	<b>1.472,2</b>	<b>1.466,0</b>	<b>0,4%</b>	<b>+6,2</b>

Resultados Financeiros (€ M)	9M09	9M08	% Δ	Abs. Δ
Juros financeiros líquidos	(439,2)	(516,1)	15%	+76,9
Custos financeiros capitalizados	86,5	69,8	24%	+16,7
Diferenças de câmbio	(9,7)	(3,7)	-164%	-6,0
Rendimentos de particip. de capital	15,1	4,7	225%	+10,5
Outros ganhos e perdas financeiros	(32,1)	(248,4)	87%	+216,3
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(379,3)</b>	<b>(693,6)</b>	<b>45%</b>	<b>+314,3</b>

Ganhos/(Perdas) Empresas Associadas (€ M)	9M09	9M08	% Δ	Abs. Δ
Setgás (19.8%)	2,0	1,2	59%	+0,7
CEM (21%)	9,0	7,0	30%	+2,1
Turbogás (40%)	-	4,3	-	-4,3
DECA II (EEGSA (21%))	3,8	10,4	-64%	-6,6
Portisines (39.6%)	2,0	0,2	-	+1,9
EDP Renováveis (subsidiárias)	3,1	3,2	-1,9%	-0,1
Outros	1,0	1,3	-23%	-0,3
<b>Total</b>	<b>20,9</b>	<b>27,5</b>	<b>-24%</b>	<b>-6,6</b>

Ganhos/(Perdas) Alien. Activos Financ. (€ M)	9M09	9M08	% Δ	Abs. Δ
IPO EDP Renováveis	-	405,3	-	-405,3
Turbogás & Portugal	-	49,4	-	-49,4
ESC 90 (49%)	15,9	-	-	+15,9
REN (1.5%)	-	17,0	-	-17,0
Edinfor (40%)	-	4,8	-	-4,8
Soto IV (25%)	12,9	-	-	+12,9
Outros	1,8	6,3	-71%	-4,5
<b>Grupo EDP</b>	<b>30,6</b>	<b>482,8</b>	<b>-94%</b>	<b>-452,2</b>

Taxa Imposto (€ M)	9M09	9M08	% Δ	Abs. Δ
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>1.144,3</b>	<b>1.282,6</b>	<b>-11%</b>	<b>-138,3</b>
IRC e Impostos diferidos	309,1	241,4	28%	+67,7
Taxa de imposto efectiva (%)	27,0%	18,8%	8,2 pp	-
Ganhos/(perdas) alien. operações descont.	-	(8,4)	-	+8,4

Interesses Minoritários (€ M)	9M09	9M08	% Δ	Abs. Δ
EDP Renováveis	13,7	7,1	93%	+6,6
HC Energia+Naturgas	2,7	4,0	-33%	-1,3
Subsidiárias Gás Portugal	1,2	1,0	20%	+0,2
Energias do Brasil	69,3	80,8	-14%	-11,5
Outros	0,2	-	-	+0,2
<b>Grupo EDP</b>	<b>87,1</b>	<b>92,9</b>	<b>-6,2%</b>	<b>-5,8</b>

As **amortizações** aumentaram 5% no período, devido: i) a um aumento das amortizações da EDPR, decorrente dos aumentos de capacidade; ii) aos investimentos efectuados em infra-estruturas de dessulfurização em algumas centrais de produção a carvão; 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 iv) reconhecimento nos 9M08 de uma amortização acelerada de €50M na Enersul, consequência de alterações regulatórias.

## Resultados financeiros:

Os **juros financeiros líquidos** diminuíram 15% no período, para €439M nos 9M09, beneficiando de uma queda de c170pb no custo médio da dívida, de 5,7% nos 9M08 para 4,0% nos 9M09, em linha com a redução das taxas de juro de curto prazo (de notar que c54% da dívida da EDP está indexada a taxa variável sendo o seu principal indexante a Euribor a 3 meses, que caiu de 4,78% em média nos 9M08 para 1,39% em média nos 9M09). Este efeito compensou o aumento de 12% na dívida líquida;

Os **custos financeiros capitalizados** aumentaram €17M no período para €87M nos 9M09, reflectindo o aumento de 25% no montante de trabalhos em curso.

Os **outros resultados financeiros** incluem: i) um montante de €29M nos 9M09, para reflectir a diminuição do valor de mercado da participação que a EDP detém no BCP (3,2%) (vs. uma perda de €198M nos 9M08 que reflectiu a diminuição do valor de mercado das participações detidas pela EDP no BCP e Sonaecom); e ii) um ganho de €4M (vs. uma perda de €35M nos 9M08) relacionada com operações de *Hedging* nos mercados energéticos (actividade de produção);

Os **ganhos em empresas associadas** totalizaram €21M nos 9M09 (-€7M em relação ao período homólogo): i) os 9M08 incluem uma contribuição de €4M da Turbogás (vendida em Mai-08); e ii) a contribuição da DECA II diminuiu em €7M no período.

Os **ganhos/perdas na alienação de activos financeiros** perfizeram €31M nos 9M09, 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 com a diluição do capital; ii) do reconhecimento de um ganho de €16M com a venda da participação detida pela Energias do Brasil na ESC 90. Os ganhos de capital nos 9M08 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 Portugal; iii) um ganho de €17M que resultou da venda de uma participação de 1,5% no 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 aumentou 8pp no período, o que se deve essencialmente ao reconhecimento, nos 9M08, de um ganho de €405M com a diluição da participação da EDP na EDP Renováveis (Oferta Pública Inicial) que não foi objecto de tributação.

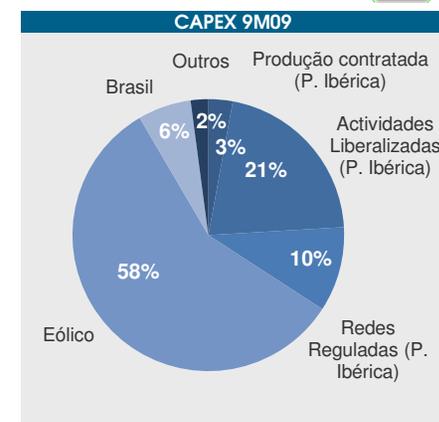
Os **interesses minoritários** diminuíram 6% no período para €87M, devido a uma diminuição dos minoritários na Energias do Brasil decorrente do aumento da participação da EDP na empresa para efeitos de consolidação, de 64,8% para 71,9%, que resultou de um aumento das acções próprias detidas pela Energias do Brasil de 3,8% em Set-08 para 9,9% em Set-09. A Energias do Brasil apresentou recentemente um pedido, junto da Associação Nacional dos Bancos de Investimento do Brasil, para análise prévia do registo de uma oferta de distribuição pública secundária para as acções próprias. Relativamente à EDPR, o forte aumento dos minoritários reflecte o IPO da EDPR que ocorreu em Jun-08 (*free-float* de 22,5%) bem como um aumento do resultado líquido da EDPR (+19% no período).

# Investimento Operacional



Invest. Operacional (€ M)	9M09	9M08	% Δ	Abs. Δ
Prod. Contratada (P. Ibérica)	72,6	97,4	-25%	-25
Liberalizado (P. Ibérica)	536,2	354,4	51%	+182
Redes Reguladas (P. Ibérica)	254,4	221,6	15%	+33
Eólico	1.451,6	1.249,0	16%	+203
Brasil	160,5	182,8	-12%	-22
Outros	52,8	65,8	-20%	-13
<b>Grupo EDP</b>	<b>2.528,0</b>	<b>2.170,9</b>	<b>16%</b>	<b>+357</b>
<b>Expansão</b>	<b>2.085,8</b>	<b>1.651,8</b>	<b>26%</b>	<b>+434</b>
<b>Manutenção</b>	<b>442,2</b>	<b>519,2</b>	<b>-15%</b>	<b>-77</b>

	1T08	2T08	3T08	4T08	1T09	2T09	3T09	4T09
Prod. Contratada (P. Ibérica)	24,7	27,2	45,4	42,7	21,0	28,6	22,9	-
Liberalizado (P. Ibérica)	85,6	167,2	101,7	162,4	292,2	108,8	135,3	-
Redes Reguladas (P. Ibérica)	58,9	73,9	88,8	139,2	63,4	94,7	96,2	-
Eólico	369,6	390,2	489,1	841,9	403,5	509,0	539,1	-
Brasil	57,0	72,6	53,2	246,2	39,7	56,5	64,2	-
Outros	10,8	7,2	47,9	14,9	20,6	14,9	17,3	-
<b>Grupo EDP</b>	<b>606,6</b>	<b>738,2</b>	<b>826,1</b>	<b>1447,3</b>	<b>840,5</b>	<b>812,5</b>	<b>875,0</b>	<b>-</b>
<b>Expansão</b>	<b>465,6</b>	<b>579,3</b>	<b>606,9</b>	<b>1.186,8</b>	<b>716,3</b>	<b>655,8</b>	<b>713,7</b>	<b>-</b>
<b>Manutenção</b>	<b>141,0</b>	<b>159,0</b>	<b>219,2</b>	<b>260,4</b>	<b>124,2</b>	<b>156,7</b>	<b>161,3</b>	<b>-</b>



Projectos que Entraram em Operação em 2009 (€ M)	MW	Invest. 9M09
Eólico	468	482,0
Biomassa	22	18,6
Hídrica (Brasil)	29	12,7
<b>Total</b>	<b>519</b>	<b>513,2</b>

O investimento operacional ('capex') ascendeu a €2.528M nos 9M09, 83% do qual afecto a projectos de expansão, nomeadamente hídricos e eólicos (87% do capex de expansão). As actividades de baixo risco absorveram 77% do capex, em linha com a estratégia de risco controlado da EDP. O capex de expansão cresceu €434M, impulsionado por (i) energia eólica (+€203M), com a conclusão de 468MW e construção de 1.207MW e (ii) produção liberalizada na P. Ibérica (+€182M), suportado por investimentos em nova capacidade hídrica. Por sua vez, o capex de manutenção recuou €78m suportado pela exclusão de perímetro de consolidação da Enersul e por menor investimento ambiental decorrente da conclusão de trabalhos de dessulfuração em Portugal (Sines, com CAE/CMEC) e Espanha (Soto e Aboño). Nos 9M09, a EDP instalou 519MW: i) 468MW eólicos (372MW nos EUA e 96MW na Europa); ii) 22MW de capacidade biomassa em Portugal; e iii) 29MW de capacidade hídrica no Brasil. Adicionalmente, a Set-09, a EDP tinha cerca de 3.700MW em construção, com um total de €2.699M já investidos.

Projectos em Desenvolvimento (€ M)	MW	Invest. 9M09	Invest. Acumulado
<b>Projectos em Construção</b>			
Hídricas Portugal	847	103,5	207,5
Eólico (1)	1.207	969,6	1.647,8
CCGT Pen. Ibérica	1.286	166,6	602,0
Carvão Brasil	360	44,4	223,1
Hídrica Brasil	25	13,6	18,8
<b>Total</b>	<b>3.725</b>	<b>1.297,8</b>	<b>2.699,2</b>
<b>Concessão Hídricas</b>		<b>231,7</b>	<b>284,8</b>
<b>Total</b>		<b>1.529,5</b>	<b>2.984,0</b>

Em energia eólica, o capex ajustado de *cash grants* recebidos nos EUA (€35M) ascendeu a €1.452M (€794M na Europa, €654M nos EUA), reflectindo a conclusão de 468MW e a construção de 1.207MW. O capex nos 9M09 cresceu €203M, suportado por maior investimento (+€223M) no Resto da Europa (Europa excluindo P. Ibérica), concentrado na construção de 36MW, concluídos até Set-09, e outros 322MW, divididos por França, Bélgica, Polónia e Roménia. O capex em depósitos de turbinas totalizou €107M (7% do capex eólico).

Na actividade de produção liberalizada na P. Ibérica, o capex subiu €182M vs 9M08, para €536M, suportado por projectos hídricos em Portugal (+€239M, para €339M) devido ao pagamento de €232M pelo direito de concessão de Fridão (231MW) e Alvito (220MW), com arranque previsto em 2016. Adicionalmente, prosseguiram os trabalhos de construção em 4 novas barragens (reforços de potência em Picote II, Bemposta II e Alqueva II, com 696MW; nova barragem Baixo Sabor com 170MW), com €104M investidos nos 9M09. Em CCGTs, foram investidos €167M nos 9M09 na construção de i) Soto5 em Espanha (424MW), a iniciar operações no 1T2011; e ii) Lares I & II em Portugal (862MW), cujo período de testes se iniciou em Ago/Set-09 e a operação comercial arranca em Out-09.

O capex nas nossas redes reguladas na P. Ibérica cresceu 15% (€33M) para €254M nos 9M09, suportado pelo acréscimo de capex na nossa actividade de distribuição de electricidade em Portugal, com vista a expansão de rede (+5.661Km) e melhoria de qualidade de serviço.

No Brasil, o capex totalizou €161M nos 9M09: i) €70M foi despendido na expansão de capacidade de geração, com a construção da central a carvão Pecém, com CAE (720MW, 50% detido pela Energias do Brasil, com arranque previsto em Dez-2011) e com a conclusão da mini-hídrica Santa Fé (29MW com CAE) em operação desde Jun-09; ii) €78M despendidos na rede de distribuição de electricidade (manutenção).

Até Set-09, a EDP já investiu €2.984M em MWs em construção e em direitos de concessão, cujo prazo para entrar em mercado varia entre meses (eólica) e 3-7 anos (maioria de capacidade hídrica).

(1) Exclui Eólicas de Portugal (86MW), 40% detida pelo grupo EDP

# Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M)	9M09	9M08	% Δ	Abs. Δ
<b>Resultado líquido antes de interesses minoritários</b>	<b>835,2</b>	<b>1.032,7</b>	<b>-19%</b>	<b>(197,5)</b>
Amortizações Líquidas	921,0	877,0	5,0%	44,0
Provisões Líquidas	116,0	58,6	98%	57,4
Outras variações não financeiras	9,7	201,7	-95%	(192,0)
Impostos	50,0	133,8	-63%	(83,8)
Outros ajustamentos	(133,7)	(847,8)	84%	714,2
<b>FFO</b>	<b>1.798,3</b>	<b>1.456,0</b>	<b>24%</b>	<b>342,3</b>
Juros financeiros líquidos	439,2	462,4	-5,0%	(23,2)
Resultados de Associadas e outros investimentos	(36,0)	(27,5)	31%	(8,5)
Investimento em fundo de maneo	818,1	(676,6)	-	1.494,7
Défice e Desvios Tarifários *	990,1	(667,6)	-	1.657,7
<b>Cash Flow Operacional</b>	<b>3.019,5</b>	<b>1.214,2</b>	<b>149%</b>	<b>1.805</b>
Investimento operacional de expansão	(2.085,8)	(1.651,8)	26%	(434,1)
Investimento operacional em benfeitorias	(442,2)	(519,2)	-14,8%	77,0
Varição de fundo maneo de fornecedores de imobilizado	(125,8)	(987,5)	-87%	861,7
<b>Cash Flow Operacional Líquido</b>	<b>365,6</b>	<b>(1.944,2)</b>	<b>-</b>	<b>2.309,9</b>
Investimentos financeiros (líquidos) / Desinvestimentos	8,6	1.573,8	-99%	(1.565,3)
Juros financeiros líquidos pagos	(407,3)	(425,7)	-4%	18,4
Dividendos recebidos de Associadas e outros investimentos	30,6	4,7	556%	25,9
Dividendos pagos	(507,2)	(454,9)	11%	(52,2)
Recebimentos antecipados de parceiros instit. nos EUA	112,0	169,0	-34%	(56,9)
Outras variações não operacionais	(102,3)	(122,6)	-17%	20,3
<b>Redução/(Aumento) da Dívida Líquida</b>	<b>(500,0)</b>	<b>(1.200,0)</b>	<b>58,3%</b>	<b>700,1</b>
<b>Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)</b>	<b>9M09</b>	<b>9M08</b>	<b>% Δ</b>	<b>Abs. Δ</b>
<b>PRINCIPAIS INVESTIMENTOS FINANCEIROS</b>	<b>67,5</b>	<b>189,8</b>	<b>-64%</b>	<b>(122,3)</b>
Perímetro Consolidação EDP Renováveis	53,4	72,3	-26%	(18,9)
BCP	-	42,0	-	(42,0)
Biomassa	-	21,7	-	(21,7)
Energias do Brasil	0,0	50,5	-	(50,5)
Outros	14,1	3,4	315%	10,7
<b>PRINCIPAIS DESINVESTIMENTOS FINANCEIROS</b>	<b>76,1</b>	<b>1.763,6</b>	<b>-96%</b>	<b>(1.687,6)</b>
CCGT Soto IV	17,0	-	-	17,0
ESC90 (Brasil)	34,4	-	-	34,4
IPO EDP Renováveis	-	1.539,0	-	(1.539,0)
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	24,6	2,4	907%	22,2
<b>Principais Investimentos Financeiros Líquidos</b>	<b>(8,6)</b>	<b>(1.573,8)</b>	<b>99%</b>	<b>1.565,3</b>

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

O FFO aumentou 24% no período para €1,798M em resultado do: 1) aumento de 8% 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 nos 9M08, 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 nos 9M09 para €3.020M 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 nos 9M09 deram uma contribuição negativa de €215M 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 26% nos 9M09 para €2.086M, 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, nos 9M08, 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. O investimento operacional de manutenção caiu 15% devido à operação de permuta de activos no Brasil e fim de investimentos ambientais.

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%) nos 9M09. Os investimentos financeiros nos 9M09 incluem a aquisição da CENAEEL por parte da EDPR, empresa que detém parques eólicos e projectos no Brasil e pagamento de "success fees" 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).

Nos 9M09, a nossa subsidiária para o negócio de produção eólica nos EUA recebeu dos parceiros institucionais €112M, relacionados com acordos assinados em Dez-08 e Set-09.

Em suma, a dívida líquida aumentou €0,5MM nos 9M09.

# Balanço Consolidado



Activo (€ M)	Set vs. Dez			Var. Trimestral	
	Set-09	Dez-08	Δ abs.	Jun-09	Δ abs.
Activos fixos tangíveis	22.972	21.177	1.796	22.299	673
Activos intangíveis	6.001	5.813	189	6.014	-12
Investimentos financeiros	621	524	97	568	53
Impostos diferidos activos	682	540	142	685	-3
Inventários	265	277	-12	258	7
Clientes (líquido)	1.705	1.759	-54	1.652	53
Outros Devedores (líquido)	4.598	4.845	-248	4.188	410
Act. Fin. ao justo valor através dos resultados	94	83	11	91	4
Caixa e equivalentes de caixa	2.391	714	1.678	1.871	520
<b>Total do Activo</b>	<b>39.330</b>	<b>35.731</b>	<b>3.599</b>	<b>37.627</b>	<b>1.703</b>
Capital Próprio (€ M)	Set-09	Dez-08	Δ abs.	Jun-09	Δ abs.
Capital	3.657	3.657	-	3.657	-
Acções próprias e prémios de emissão acções	381	375	5	377	4
Resultados e outras reservas	2.221	1.243	977	2.099	121
Resultado líquido atribuível accionistas da EDP	748	1.092	-343	479	269
Interesses Minoritários	2.458	2.191	266	2.382	75
<b>Total do Capital Próprio</b>	<b>9.464</b>	<b>8.558</b>	<b>906</b>	<b>8.995</b>	<b>469</b>
Passivo (€M)	Set-09	Dez-08	Δ abs.	Jun-09	Δ abs.
Empréstimos (médio e longo -prazo)	13.215	10.874	2.341	12.610	605
Empréstimos (curto-prazo)	3.660	3.812	-152	3.570	90
Provisões para riscos e encargos	361	324	37	346	15
Conta de hidráulicidade	246	238	8	243	2
Impostos diferidos passivos	755	666	89	703	52
Credores e outros passivos (líquido)	11.630	11.258	371	11.160	470
<b>Total do Passivo</b>	<b>29.866</b>	<b>27.173</b>	<b>2.693</b>	<b>28.632</b>	<b>1.234</b>
<b>Total do Capital Próprio e Passivo</b>	<b>39.330</b>	<b>35.731</b>	<b>3.599</b>	<b>37.627</b>	<b>1.703</b>
Recebimentos futuros da act. regulada (€ M)	Set-09	Dez-08	Δ abs.	Jun-09	Δ abs.
Portugal <sup>(1)</sup>	(44)	1.145	-1.189	-60	16
Espanha <sup>(2)</sup>	445	415	30	373	72
Brasil <sup>(1)</sup>	40	56	-16	50	-10
Revisibilidade dos CMEC's	460	275	185	432	28
<b>Total</b>	<b>901</b>	<b>1.891</b>	<b>-990</b>	<b>795</b>	<b>106</b>
Prov. para benef. sociais e I. Partnership (€ M)	Set-09	Dez-08	Δ abs.	Jun-09	Δ abs.
Pensões <sup>(3)</sup>	1.031,4	1.082,9	-51,5	1.040,1	-9
Actos Médicos	765,6	751,0	14,6	758,6	7
"Institutional Partnership" - Passivo ajustado <sup>(4)</sup>	811,4	851,8	-40,4	825,5	-14
<b>Total</b>	<b>2.608,5</b>	<b>2.685,7</b>	<b>-77,2</b>	<b>2.624,3</b>	<b>-15,8</b>

O **activos fixos tangíveis** aumentaram €0,7MM vs Jun-09 e €1,8MM vs Dez-08 para €23,0MM na sequência dos investimentos realizados na construção de novos centros electroprodutores, nomeadamente eólicos e hídricos, e na extensão da rede regulada. O aumento de €0,2MM vs Dez-08 dos activos intangíveis está essencialmente relacionado com o pagamento de €232M relativo ao direito de concessão das centrais hidroeléctricas de Fridão/Alvito em Portugal. Esta rubrica está totalmente compensada por uma diminuição do lado do passivo ao nível de credores. Em Set-09, o balanço da EDP incluía €4,4MM de imobilizado em curso, (15,1% do total de €29MM 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 €715M em Set-09, incluindo essencialmente as nossas participações financeiras no BCP (3%), REN (3,5%), Ampla (7,7%), Deca (21%), CEM (21%) e Sonaecom (8% - vendida em Out-09).

A rubrica **outros devedores** registou uma queda de €0,2MM vs Dez-08, no seguimento da securitização em Mar-09 de €1,2MM do défice tarifário gerado em 2007 e 2008 e do impacto do mark-to-market dos instrumentos financeiros derivados. O aumento de €0,4M vs Jun-09 reflecte o aumento dos empréstimos concedidos a empresas associadas (Eólicas de Portugal - detida a 40% pela EDP Renováveis) e o aumento de activos da actividade regulada a receber no futuro principalmente em Espanha. Em Set-09, o balanço da EDP continuava a incluir €861M de activos da actividade regulada a receber no futuro (excluindo o Brasil).

O aumento de €0,6MM 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-09 e uma variação positiva da rubrica reservas (cambiais, variação do valor de activos financeiros, etc.).

O aumento de €0,3MM dos **interesses minoritários** está principalmente relacionado com a apreciação da taxa de câmbio de fecho do Real face ao Euro (3,23 em 31-Dez vs 2,61 em 30-Set).

Os €11,6MM de **credores e outros passivos** incluem €1,8MM (excluindo efeito fiscal) relativos a benefícios aos empregados. 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 €0,5MM vs Jun-09 em **credores e outros passivos** reflecte o reconhecimento de um superávit tarifário na actividade de comercialização de último recurso em Portugal, a ser paga ao sistema através de tarifas no futuro e a diminuição em fornecedores de imobilizado. A diminuição de €0,4M vs Dez-08 deve-se a uma diminuição das rubricas fornecedores correntes e de imobilizado.

Os **passivos ajustados de parcerias institucionais**, relacionados com investimentos efectuados por investidores institucionais nos nossos parques eólicos nos EUA totalizaram €811M em Set-09. Este total já inclui a transacção realizada no passado dia 1 de Setembro. Este montante de investimento deverá ser gradualmente reduzido ao longo da vida útil de cada parque eólico.

<sup>(1)</sup> Desvios tarifários a serem recuperados em anos subsequentes através das tarifas

<sup>(2)</sup> 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

<sup>(2)</sup> Valor dos 9M09 líquido dos custos com "CO2 Clawback"

<sup>(4)</sup> Ajustado por proveitos não-recorrentes diferidos

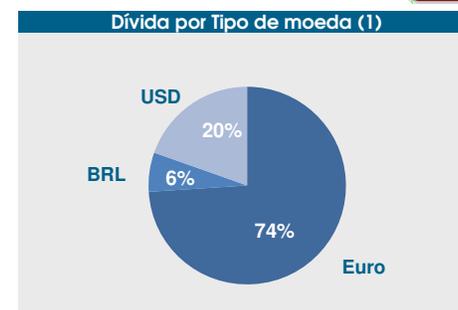
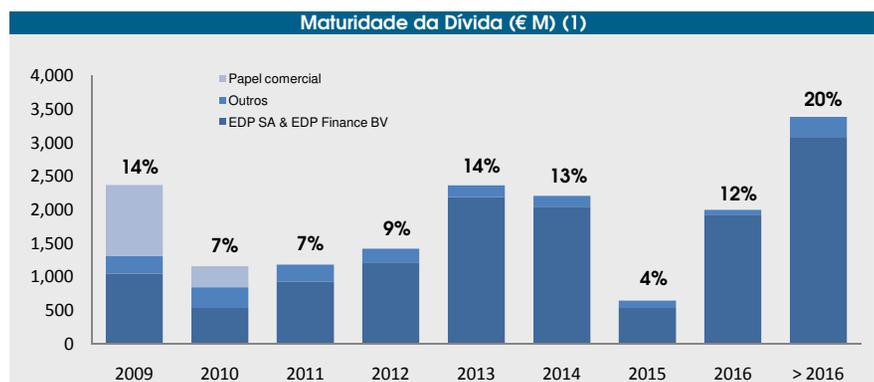
# Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por empresa (€m)	9M09	2008	EDP %
EDP S.A. and EDP Finance BV	14.256,6	12.417,5	100%
EDP Produção	201,4	190,2	100%
HC Energia	546,9	448,7	97%
EDP Renováveis	536,9	558,1	78%
EDP Gás	82,3	111,4	72%
Energias do Brasil	1.116,1	935,5	72%
Outros	(0,0)	(0,0)	-
<b>Dívida Financeira Nominal</b>	<b>16.740,2</b>	<b>14.661,5</b>	
Juros da dívida a liquidar	208,0	142,2	
<b>Dívida Financeira Nominal+Juros a Liquidar</b>	<b>16.948,2</b>	<b>14.803,7</b>	
"Fair Value"(dívida coberta)	(73,0)	(117,3)	
<b>Dívida Financeira</b>	<b>16.875,2</b>	<b>14.686,3</b>	
<b>Caixa e Equivalentes</b>	<b>2.391,5</b>	<b>713,6</b>	
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	1.939,9	290,1	
HC Energia e Subsidiárias	37,0	23,8	
EDP Renováveis	239,0	229,7	
Portgás	0,3	-	
Energias do Brasil	175,3	170,0	
<b>Activos financeiros deitados para negociação</b>	<b>94,2</b>	<b>83,2</b>	
<b>Dívida Líquida do Grupo EDP</b>	<b>14.389,5</b>	<b>13.889,5</b>	

Rating da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
<b>EDP SA &amp; EDP Finance BV</b>	<b>A-/Neg/A2</b>	<b>A3/Stab/P2</b>	<b>A-/Stab/F2</b>
Último Relatório de Rating	04-08-2008	09-06-2009	06-02-2009

Rácios de Dívida	9M09	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 da EDP nos 9M09 foi 4,4x e 4,2x respectivamente.

Em Set-09, a EDP emitiu obrigações, ao abrigo da Regra 144 A/Reg S, no montante de USD1.000M com vencimento em 10 anos (Oct-19) e juros à taxa fixa de 4,9%. Esta emissão destina-se a financiar o plano de investimento da EDP Renováveis, S.A. e as necessidades decorrentes da actividade normal da EDP.

Em Jun-09, a EDP emitiu obrigações no montante de €1.000M com vencimento em 7 anos (Set-16) e juros à taxa fixa de 4,75%. Esta emissão destinou-se a financiar as necessidades decorrentes da actividade normal da empresa, permitindo alongar o seu prazo de maturidade e reforçar a flexibilidade financeira financiando necessidades futuras.

Em Mar-09, a EDP contratou um financiamento na modalidade "revolving" num total de €1.600M. Este contrato de financiamento revolving substituiu os €1.300M obtidos na mesma modalidade em 2004 e que vencia em Julho de 2009, mantendo o seu propósito: suporte de liquidez.

Em Fev-09, a EDP emitiu títulos de dívida no montante de €1.000M com maturidade em Fev-14.

O peso da taxa fixa na dívida consolidada do grupo aumentou devido às emissões acima mencionadas (67% variável/33% fixa em Dez-08 vs. 54% variável/46% fixa em Set-09). A nossa principal taxa de referência é a Euribor a 3 meses.

Em Ago-09, S&P manteve o rating de longo prazo da EDP em 'A-' e reviu o outlook de estável para negativo.

Em Jun-09, Moody's baixou o rating da EDP de 'A2/Neg' para 'A3' atribuindo outlook estável. 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 Set-09, a EDP dispunha de linhas de crédito que totalizaram €3.678M dos quais €2.596M estavam disponíveis. No total, a EDP tem €5.082M de caixa e linhas de crédito disponíveis. A rubrica caixa e equivalentes aumentou 235% devido à cedência de forma plena e sem recurso dos direitos ao recebimento do ajustamento tarifário de 2007 e 2008 em Mar-09 (€1.204m), à emissão do Eurobond em Fev-09 e Jun-09 e das obrigações 144A/Reg S em Set-09.

Em Out-09, irá vencer uma emissão de obrigações no montante de €1MM.

<sup>(1)</sup> Valor Nominal



**Áreas de Negócio**

# Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanço Eléctrico (GWh)	Portugal			Espanha		
	9M09	9M08	Δ%	9M09	9M08	Δ%
Hidroeléctrica	5.611	5.097	10%	17.757	16.426	8,1%
Nuclear	-	-	-	40.306	45.096	-11%
Carvão	9.178	6.969	32%	26.450	32.812	-19%
CCGT	8.984	10.349	-13%	59.622	71.083	-16%
Fuel/Gas/Diesel	259	225	15%	1.574	1.667	-5,5%
Auto-Consumo	-	-	-	(5.403)	(6.275)	14%
(-) Bombagem	(666)	(481)	-38%	(2.588)	(2.566)	-0,8%
Regime Convencional	23.366	22.159	5,4%	137.718	158.242	-13%
Eólica	4.657	3.856	21%	23.921	21.902	9,2%
Outras	4.830	4.481	7,8%	32.394	25.653	26%
Regime Especial	9.487	8.337	13,8%	56.314	47.555	18%
Importação / (Exportação)	4.010	6.962	-42%	(5.806)	(8.057)	28%
<b>Consumo Referido à Emissão</b>	<b>36.863</b>	<b>37.458</b>	<b>-1,6%</b>	<b>188.226</b>	<b>197.740</b>	<b>-4,8%</b>
Evolução corrigida de temperatura e dias úteis			-2,7%			-5,3%

Procura de Gás (GWh)	Portugal			Espanha		
	9M09	9M08	Δ 09/08	9M09	9M08	Δ%
Procura Convencional	n.a.	20.221	-	173.576	191.374	-9%
Procura para Produção de Electricidade	17.790	20.302	-12%	122.610	145.791	-16%
Procura Total	n.a.	40.524	-	296.186	337.164	-12%

A procura de electricidade no Mercado ibérico recuou 4,3% no 9M09 (tvh), evidenciando, ainda assim, uma estabilização nos meses de Agosto/Setembro, com a procura a subir 0,9% em Portugal e a cair 1,3% em Espanha.

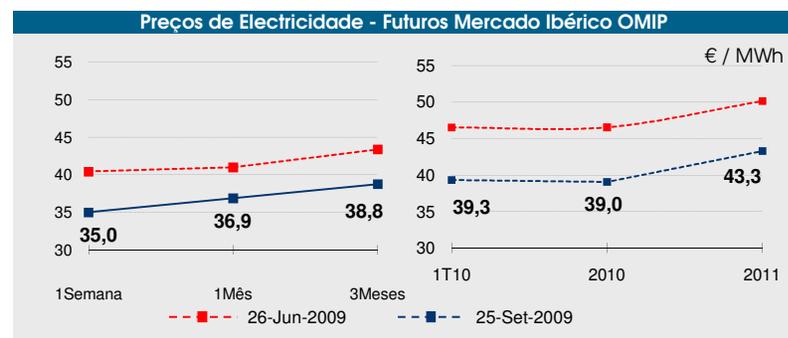
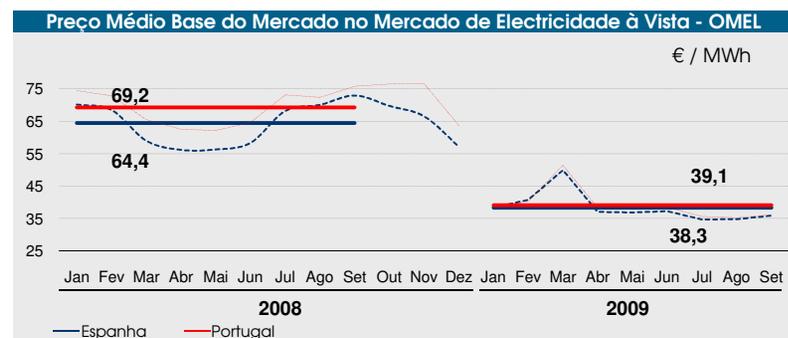
Nos 9M09, a redução de procura no Mercado Ibérico (-10TWh vs 9M08), juntamente com o aumento de produção eólica (+2,8TWh suportados por um acréscimo de capacidade instalada em 13%) e de outros regimes especiais (+7,1TWh suportados pelo aumento de capacidade em 10%), justificaram uma contracção de 14% (-17TWh) na procura residual térmica. Esta redução foi marcada por Espanha (-17%), já que a procura térmica em Portugal (+5% vs 9M08) foi suportada por uma redução de 42% nas importações líquidas. Mesmo assim, a procura residual térmica nos 9M09 foi suportada por baixos níveis de produção hídrica, especialmente devido a um 2T09 e um 3T09 muito secos, e de produção nuclear (-11% vs 9M09 reflectindo menor disponibilidade em Espanha).

Pelo segundo trimestre consecutivo, o gás esteve mais barato que o carvão reflectindo uma quebra de preços no 3T09 (vs 2T09): -1% no carvão, -5% na referência de gás CMP e +2% nos direitos de emissão de CO<sub>2</sub>. Como consequência, os factores de utilização das CCGTs mantiveram-se acima dos de carvão no 3T09 (50% vs 34%). Contudo, devido à quebra de 14% na procura residual térmica, a produção a carvão e em CCGT recuou 10% (4TWh) e 16% (13TWh) respectivamente, no período. Em linha com o passado, o factor de utilização das CCGTs em Portugal (62%) foi mais elevado do que em Espanha (41%) nos 9M09, suportado pela menor margem de reserva em Portugal.

No 3T09, o preço médio de electricidade no mercado à vista em Espanha caiu 5% (vs 2T09), reflectindo o custo de gás mais baixo e o excesso de oferta resultante do baixo nível de procura térmica. Em Portugal, o preço médio situou-se €0,6/MWh acima do Espanhol no 3T09 (vs €4,8/MWh nos 9M08 e €1,3/MWh no 2T09) reflectindo maior margem de reserva em ambos os mercados, maior produção hídrica em Portugal (1Q09) e maior número de horas em que as CCGTs marcaram preços em ambos os mercados.

No Mercado Ibérico de gás, a menor procura está especialmente afectada pela produção de electricidade (-15%). Por sua vez, a procura convencional reflecte a maior exposição (vs procura de electricidade) à redução da procura industrial. O consumo convencional de gás caiu 9% em Espanha nos 9M09 e 3% em Portugal nos 6M09 (tvh).

Capacidade Instalada de Electricidade (MW)	Península Ibérica		
	9M09	9M08	Δ%
Hídrica	21.248	21.248	-
Nuclear	7.439	7.439	-
Carvão	12.210	12.072	1,1%
CCGT	23.740	22.785	4,2%
Fuel/Gas/Diesel	5.952	6.427	-7,4%
Eólica	20.386	18.004	13%
PRE's (Outras)	16.080	14.684	10%
<b>Total</b>	<b>107.057</b>	<b>102.659</b>	<b>4,3%</b>



Factores Chave dos Custo de Produção	9M09	9M08	Δ%
Coefficiente de Hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,68	0,63	7,9%
Espanha	0,71	0,65	9,2%
Direitos de emissão de CO <sub>2</sub> (€/ton) <sup>2</sup>	13,1	24,8	-47%
Carvão (API2 CIF ARA) USD/t <sup>2</sup>	67,3	161,6	-58%
Gás (CMP) €/MWh <sup>2</sup>	22,4	24,6	-9,1%
Brent (USD/Barril) <sup>2</sup>	57,9	111,9	-48%
Eur/USD <sup>2</sup>	1,34	1,52	-12%

(1) Fonte: REE

(2) Média no período

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



Resultados (€ M)	9M09	9M08	Δ %	Δ Abs.
<b>Receitas CAE/CMEC</b>	<b>920,7</b>	<b>1.181,2</b>	<b>-22%</b>	<b>-261</b>
Receitas no mercado i	532,4	946,1	-44%	-414
Desvio anual ii	252,6	104,2	142%	+148
Acréscimo de Proveitos CAE/CMECs iii	135,7	131,0	3,6%	+5
<b>Custos Directos: CAEs/CMECs</b>	<b>225,7</b>	<b>426,2</b>	<b>-47%</b>	<b>-201</b>
Carvão	182,4	158,4	15%	+24
Fuel	18,9	26,5	-28%	-8
CO2 e Outros Custos (líquidos)	24,4	241,3	-90%	-217
<b>Margem Bruta CAEs/CMECs</b>	<b>695,0</b>	<b>755,0</b>	<b>-8,0%</b>	<b>-60</b>
Térmica (Cogeração, Resíduos e Biomassa)	39,1	42,1	-7,0%	-3,0
Mini-hídricas	20,4	11,5	78%	+9
<b>Margem Bruta Regime Especial</b>	<b>59,5</b>	<b>53,5</b>	<b>11%</b>	<b>+6,0</b>
Custos Operacionais	137,1	141,2	-2,9%	-4,1
<b>EBITDA</b>	<b>617,4</b>	<b>667,4</b>	<b>-7,5%</b>	<b>-50</b>
Amortizações & Provisões Líquidas	198,3	192,2	3,2%	+6
<b>EBIT</b>	<b>419,0</b>	<b>475,1</b>	<b>-11,8%</b>	<b>-56</b>
Em Res. Financ.: <b>Ganhos Hedging (Liq.)</b> i	3,4	(17,6)	-	+21
Empregados	1.394	1.468	-5,0%	-74

CAE/CMECs: Dados-chave	9M09	9M08	Δ %	Δ Abs.
<b>Factor Disponib. Real/Contratada (Km)</b>				
Hídrica	1,0	1,0	-1,4%	-0,0
Térmica	1,1	1,1	2,6%	+0,0
<b>Capacidade Instalada (MW)</b>	<b>6.987</b>	<b>6.990</b>	<b>-0,0%</b>	<b>-3</b>
Hídrica 2	4.094	4.094	-	-
Carvão	1.180	1.183	-0,3%	-3
Fueóleo	1.713	1.713	-	-

Regime Especial: Dados-chave	9M09	9M08	Δ %	Δ Abs.
<b>Produção de electricidade (GWh)</b>	<b>1.523</b>	<b>1.391</b>	<b>9,5%</b>	<b>+132</b>
Mini-Hídricas Portugal	236	129	83%	+107
Térmica em Portugal	619	521	19%	+99
Térmica em Espanha	669	742	-10%	-73
<b>Margem Bruta média (€/MWh)</b>				
Mini-Hídricas Portugal	87	89	-3,0%	-3
Térmica em Portugal	24	30	-17%	-5
Térmica em Espanha	36	36	0,2%	+0

Investimento Operacional (€ m)	9M09	9M08	Δ %	Δ Abs.
<b>Produção PPA/CMEC</b>	<b>37,5</b>	<b>74,7</b>	<b>-50%</b>	<b>-37</b>
Recorrente - Hídricas	12,8	8,2	57%	+5
Recorrente - Térmicas	12,3	21,5	-43%	-9
Não Recorrentes (ambiental)	12,4	45,1	-72%	-33
<b>Regime Especial</b>	<b>35,0</b>	<b>22,7</b>	<b>54%</b>	<b>+12</b>
Expansão	29,7	19,2	54%	+10
Manutenção	5,3	3,4	55%	+2
<b>Total</b>	<b>72,6</b>	<b>97,4</b>	<b>-25%</b>	<b>-25</b>

Nos 9M09, a **margem bruta da produção contratada de LP** recuou 7% (-€54M) vs 9M08, afectada por perdas não recorrentes de €35M (vs um ganho de €41M nos 9M08) maioritariamente resultantes de desvios entre os custos com combustíveis e os índices internacionais aceites nos PPA/CMECs (-€35M nos 9M09 vs +€37M nos 9M08). Note-se que como reflexo da nossa estratégia de *hedging* através de instrumentos financeiros derivados 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 de **PPA/CMECs** nos 9M09 subiu 2% (tvh) para €730M, reflectindo: (1) margem bruta contratada adicional resultante dos novos equipamentos de dessulfuração instalados na central a carvão de Sines (sob PPA/CMEC), os quais envolveram um investimento de €196m (últimos 50% comissionados em Jun-08) e (ii) níveis de disponibilidade e eficiência superiores aos contratados nas centrais térmicas (€11m). Mesmo assim, o crescimento foi parcialmente mitigado por: (1) menor inflação (-€18M), uma vez que a margem bruta contratada é mensalmente ajustada pela inflação média anual (em -0,4% em Set-09) e (2) menor disponibilidade de algumas centrais hídricas devido a grandes reparações em Frades e Cabril (a terminar no final de 2009).

O desvio anual ('revisibilidade') entre os pressupostos dos CMECs e as receitas obtidas em mercado ascendeu a -€253M nos 9M09. Este desvio resulta da produção hídrica abaixo da média (coeficiente de hidraulicidade em 0,68 vs média de 1,0) e de baixos preços de Mercado (€39 vs €52/MWh assumido nos CMEC), o que conduziu, nos 9M09, uma redução de 44% nas receitas em mercado. Este montante será recuperado nos próximos 24 meses, através das tarifas pagas por todos os consumidores de electricidade em Portugal.

A margem bruta do **regime especial** cresceu 11% nos 9M09 (tvh). A margem bruta das mini-hídricas subiu 78% em resultado da consolidação da Pebble Hydro a partir de Jul-08. A margem bruta das centrais térmicas recuou 7%, por força de produção mais baixa em Espanha (-10% vs 9M08 reflectindo a menor actividade económica) e de uma margem bruta unitária mais baixa em Portugal (-17% por força de menores tarifas vs 9M08).

Nos 9M09, o **EBITDA da produção contratada** recuou 8% (-€50M) vs 9M08, em resultado, por um lado de perdas com combustíveis (-€72M de variação homóloga) e, por outro lado, de contenção de custos, de custos de reestruturação RH estáveis (€10,2M nos 9M09 vs €11M nos 9M08), de consolidação da mini-hídrica Pebble Hydro e da central de biomassa VV Rodão desde Jul-08 (€12M no 1S09) e do crescimento de margem bruta recorrente em 3%. O EBITDA recorrente cresceu 3% nos 9M09 (vs 9M08), para €664M.

O **investimento operacional** em produção contratada de LP totalizou €73M nos 9M09, com 58% a reportar a investimentos não recorrentes: (1) €30M em nova capacidade sob regime especial, nomeadamente em projectos de cogeração (24MW no Barreiro, a arrancar em 2010) e biomassa (28MW na Figueira da Foz e 14MW em Constância, a operar desde Jun-09 e Set-09, respectivamente); (2) €12M em novos equipamentos de desnitrificação em Sines, a operar a partir de 2011, um investimento sob o regime PPA/CMECs que será totalmente amortizado até 2017 e remunerado a 8,5% ROA antes de inflação e impostos.

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:

(i) **Receitas em Mercado**, resultante das vendas de electricidade em mercado, incluindo serviços de sistema e garantia de potência;

(ii) **Desvio Anual ("revisibilidade")**, equivalente à diferença entre os pressupostos dos CMECs (outputs, preços de mercado e custos de combustíveis) e os valores verificados, sendo pago/recebido através das tarifas até dois anos após a ocorrência.

(iii) **Acréscimo de proveitos CAEs/CMECs**, reflectindo as diferenças no período, em termos de cash-flow, entre CAEs e CMEC, conforme assumido no início do sistema;

(1) Inclui €61M de ganhos realizados nos 9M09 (vs. €-58M no 9M08);

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

# Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



Resultados (€ m)	9M09	9M08	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem bruta</b>	<b>634,8</b>	<b>451,7</b>	<b>41%</b>	<b>+183</b>
Produção de Electricidade	480,7	338,5	42%	+142
Portugal	171,0	107,2	59%	+64
Espanha	321,8	231,9	39%	+90
Comercialização de Electricidade	72,1	49,4	46%	+23
Comercialização de Gás	82,1	63,8	29%	+18
Custos Operacionais	165,2	168,1	-1,7%	-3
<b>EBITDA</b>	<b>469,6</b>	<b>283,6</b>	<b>66%</b>	<b>+186</b>
Provisões	4,6	17,9	-74%	-13,2
Depreciações e Amortizações Líquidas	127,2	93,9		+33
<b>EBIT</b>	<b>337,8</b>	<b>171,9</b>	<b>97%</b>	<b>+166</b>
Em Resultados Financeiros				
<b>Ganhos (Perdas) Hedging em Merc. Energéticos</b>	<b>0,8</b>	<b>(17,6)</b>	<b>-</b>	<b>+18</b>

Performance Electricidade	9M09	9M08	Δ%	9M09	9M08	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) 1		
Produção Electricidade	14.262	14.902	-4,3%	32,9	41,5	-21%
Compras de Electricidade	9.618	3.779	154%	38,9	68,2	-43%
<b>Total de Electricidade</b>	<b>23.880</b>	<b>18.681</b>	<b>28%</b>	<b>35,3</b>	<b>46,9</b>	<b>-25%</b>
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) 2		
Perdas na Rede	628	312	101%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - Ret. Liberaliz.	14.688	9.582	53%	63,7	60,8	4,8%
Mercados Grossistas						
A Vista	5.292	1.498	253%	38,9	68,3	-43%
A Prazo	3.272	7.289	-55%	58,3	69,5	-16%
<b>Volume Total</b>	<b>23.880</b>	<b>18.681</b>	<b>28%</b>	<b>55,8</b>	<b>63,8</b>	<b>-13%</b>
<b>Mq. Bruta Média (€/MWh) 3</b>				<b>23,8</b>	<b>21,1</b>	<b>13%</b>

Origens e Destinos de Gás (GWh)	9M09	9M08	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas	17,9	19,0	-6,1%	-1,2
Vendido a Clientes Finais - Retalho Liberaliz.	15,6	17,0	-7,8%	-1,3

O **EBITDA** das actividades liberalizadas cresceu 66% (+€186M) suportado por um aumento de 41% (+€183M) na margem bruta: (1) +€142M na produção liberalizada, resultante de maiores margens proporcionadas pela estratégia de hedging, a par da maior contribuição de produção a carvão e hídrica; (2) +€23M na comercialização de electricidade derivada de maiores margens e da recuperação das operações no segmento empresarial em Portugal; (3) +€18M na comercialização de gás, suportada por margens mais elevadas nos segmentos residencial e comercial espanhol e pelo arranque de operações no mercado português.

A EDP desenvolveu uma plataforma de comercialização de electricidade e gás para os clientes finais, que resulta numa vantagem competitiva nas actuais condições de mercado. A par das alterações regulatórias em Portugal e Espanha, este factor proporcionou uma expansão significativa dos volumes comercializados a clientes finais, cujo abastecimento (através de produção própria ou de compras) é otimizado em função das condições de mercado. Assim, as vendas de electricidade a clientes finais nos 9M09 representaram 103% da produção das nossas centrais liberalizadas.

**Volumes:** as vendas a clientes finais subiram 53% reflectindo as oportunidades de crescimento introduzidas pelas tarifas 2009 em Portugal e pelo fim da opção de escolha do comercializador de último recurso por parte de todos os consumidores industriais e residenciais (baixa tensão com potência contratada igual ou inferior a 10KW) em Espanha e a partir de Jul-09. O volume total vendido pela EDP nos mercados de retalho e grossista a prazo, correspondente a 128% da produção, subiu 6%. Por sua vez, a produção das nossas centrais liberalizadas recuou 4,3% em resultado do menor custo de compra de electricidade na pool em vez de produzir.

**Margens** (1)(2): Nos 9M09, a margem efectiva no negócio de electricidade liberalizado subiu 22% (+€3,7/MWh) para €21/MWh, reflectindo menores custos de gás e a estratégia bem sucedida da EDP em 2008: contratar vendas a prazo e fechar as margens. O preço médio efectivo recuou 13% fruto do impacto misto de uma subida de 5% no preço médio de venda a clientes de retalho e da queda de preços de venda nos mercados grossistas à vista (-43%) e a prazo (-16%). O custo médio de electricidade caiu 25% suportado por menores custos de gás e menor custos de CO<sub>2</sub> por MWh. **Para 2010**, a EDP tem já vendas contratadas a prazo equivalentes a cerca de 90% da produção esperada, a preços que rondam €50/MWh e margens térmicas que rondam €10/MWh. **Para 2011** a EDP tem já contratadas vendas equivalentes a cerca de 20% da produção esperada.

**Margem bruta de electricidade:** Nos 9M09, a margem bruta por MWh vendido cresceu 13% (€2,7/MWh) vs 9M08, para €24/MWh, suportado por margens efectivas mais elevadas (+€3,7/MWh). Os outros proveitos líquidos, os quais incluem garantia de potência, serviços de sistema, proveitos em mercados de restrições e desvios, prestação de serviços e outros, tiveram um menor contributo para a margem bruta unitária devido ao maior volume vendido.

A nossa actividade de abastecimento de gás é actualmente baseada num portfolio de contratos de longo prazo correspondentes a 4,1bcm/ano. Nos 9M09, o nosso consumo de gás recuou 7% vs 9M08, para 33,5TWh, afectado por menor procura no retalho e menor consumo nas nossas centrais (CCGT e cogeração). Este impacto foi apenas parcialmente compensado pela entrada em operação de uma nova central (Soto4). Em perspectiva, espera-se que as nossas necessidades de gás sejam suportadas pela entrada em operação de Lares 1 e 2 (já em período de teste) e pelo aumento da actividade, nomeadamente em Portugal.

As nossas necessidades de carvão são actualmente satisfeitas a partir de compras à vista e a prazo, no caso de carvão importado. Adicionalmente, procedemos este ano à extensão até 2012 do contrato de abastecimento de carvão Espanhol com a Hunosa, envolvendo 650.000 ton./ano. Nos 9M09, o carvão nacional representava cerca de 23% do carvão total consumido nas nossas centrais.

(1) Inclui custos com combustíveis, custos com CO<sub>2</sub> 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)	9M09	9M08	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>480,7</b>	<b>338,5</b>	<b>42%</b>	<b>+142</b>
Portugal	171,0	107,2	59%	+64
Espanha	321,8	231,9	39%	+90
Fornecimentos e Serviços Externos	51,9	51,7	0,4%	+0
Custos com Pessoal	30,6	31,2	-2,0%	-1
Custos com Benefícios Sociais	1,3	1,4	-7,2%	-0
Outros custos Operacionais (Líq.)	19,9	34,1	-41%	-14
<b>Custos Operacionais</b>	<b>103,6</b>	<b>118,2</b>	<b>-12%</b>	<b>-15</b>
<b>EBITDA</b>	<b>377,1</b>	<b>220,2</b>	<b>71%</b>	<b>+157</b>
Provisões	7,1	6,8	4,1%	+0
Depreciações e Amortiz. Líquidas	124,5	91,9	35%	+33
<b>EBIT</b>	<b>245,5</b>	<b>121,5</b>	<b>102%</b>	<b>+124</b>

Empregados	789,0	846,0	-6,7%	-57
------------	-------	-------	-------	-----

Dados-chave	9M09	9M08	Δ%	Δ Abs.
<b>Produção Electricidade (GWh)</b>	<b>14.262</b>	<b>14.902</b>	<b>-4,3%</b>	<b>-640</b>
CCGT	7.507	8.680	-14%	-1.173
Carvão	4.834	4.417	9,4%	+417
Hidroeléctrica	1.127	947	19%	+180
Nuclear	795	859	-7%	-64
<b>Custos Variáveis (€/MWh) 1</b>	<b>32,9</b>	<b>41,5</b>	<b>-21%</b>	<b>-8,7</b>
CCGT	42,2	57,4	-27%	-15,3
Carvão	30,9	26,6	16%	+4
Hidroeléctrica	-	-	-	-
Nuclear	3,3	3,3	2,9%	+0
<b>Factores de Utilização (%)</b>				
CCGT	48%	65%	-	-18p.p.
Carvão	51%	46%	-	4p.p.
Hidroeléctrica	19%	16%	-	3p.p.
Nuclear	78%	84%	-	-6p.p.
<b>Capacidade Instalada (MW)</b>				
CCGT	2.405	2.405	-	-
Carvão	1.460	1.460	-	-
Hidroeléctrica	910	910	-	-
Nuclear	156	156	-	-
Fuelóleo	165	165	-	-

Investimento Operacional (€m)	9M09	9M08	Δ%	Δ Abs.
<b>Expansão</b>	<b>506,2</b>	<b>319,6</b>	<b>58%</b>	<b>+187</b>
CCGT	167,0	219,0	-24%	-52
Hidroeléctrica	339,2	100,6	237%	+239
<b>Manutenção</b>	<b>24,3</b>	<b>43,7</b>	<b>-44%</b>	<b>-19</b>
Recorrente	28,6	26,9	6,4%	+2
Não Recorrente (ambiental)	(4,3)	16,8	-	-21
<b>Total</b>	<b>530,5</b>	<b>363,3</b>	<b>46%</b>	<b>+167</b>

A performance do nosso portfólio de geração liberalizada nos 9M09 ficou marcada por menores custos de produção por MWh (-21% vs 9M09) e por uma redução de 4,3% nos volumes produzidos, os que compara favoravelmente com a quebra de 13% na produção convencional em Espanha.

**CCGTs:** A produção recuou 14% nos 9M09, afectada pelas operações em Portugal (-18% vs 9M08). Mesmo assim, os factores de utilização em Portugal permaneceram acima da média em Espanha (63% vs 41%) suportada pela menor margem de reserva em Portugal e pelas condições competitivas de abastecimento de gás às nossas centrais. No 3T09, os factores de utilização na P. Ibérica situaram-se em 56%, suportados pelo custo de gás mais competitivo do que o de carvão no trimestre. A produção das nossas CCGTs em Espanha recuou 5% vs 9M08, com uma clara recuperação desde Abr-09, impulsionada pela forte descida do custo de gás (reflectindo a descida do preço de brent desde Jul-08). O **custo médio de produção** recuou 27% vs 9M08, suportado pelo menor défice de emissão de CO<sub>2</sub>, preços de brent e CO<sub>2</sub>.

**Carvão:** A produção subiu 9% nos 9M09, registando um factor de utilização acima da média de Espanha (51% vs 36%), essencialmente suportado pelo menor custo relativo do carvão (vs gás) no 1T09, pela paragem para manutenção e investimentos de dessulfuração em Soto3 durante todo o 1T08 e pela maior eficiência das nossas centrais (vs a média de Espanha). Mesmo assim, as piores condições competitivas desde o 2T09 (quando o gás se tornou ligeiramente mais barato do que o carvão) resultaram numa quebra de 9% na nossa produção a carvão no 3T09 (vs 3T08). O **custo variável** de carvão subiu 16% vs 9M08, impulsionado por (i) maior custo médio de carvão, penalizado pelo menor custo do carvão consumido em 2008 (comprado em 2007) e pela menor contribuição de gases siderúrgicos na central de Aboño, e (ii) maior défice de emissões CO<sub>2</sub> resultante de maior produção a carvão.

**Hídrica e nuclear:** A produção hídrica aumentou 19% nos 9M09, reflectindo condições meteorológicas mais favoráveis no 1T09 (vs 1T08) apenas parcialmente compensado por trimestres muito secos no 2T09 e 3T09. Por sua vez, a produção nuclear caiu 7% como resultado da paragem da central de Trillo para trabalhos de manutenção no 1T09, durante 7 semanas (terminado em 3-Abr).

Os **custos operacionais** recuaram 12% (-€15M) nos 9M09, suportados por menores custos com CO<sub>2</sub> *clawback*: €16M nos 9M09 (essencialmente decorrentes do RDL11/2007) vs €33M nos 9M08. Este impacto foi apenas parcialmente compensado por maiores custos resultantes de trabalhos de manutenção em Trillo e pelo início de operações na central CCGT de Soto 4.

O **investimento operacional** na área de produção liberalizada ascendeu a €531M (+€167M vs 9M08), 95% do qual correspondente a projectos de expansão: (1) €232M pelo pagamento do direito de concessão das barragens de Fridão e Alvito, em Jan-09, (2) €104M despendidos na execução dos projectos Picote II, Bemposta II, Alqueva II (repotenciações) e Baixo Sabor (nova barragem), com arranque previsto em 2011/13, (3) €167M investidos na construção de 3 novas CCGTs. Em Portugal, os dois grupos de Lares (862MW, investimento total de €458M) foram responsáveis por €52M de investimento nos 9M09 e entraram em período de testes em Ago-09 e Set-09, respectivamente. Estes grupos entram em operação comercial em Out-09. O investimento em Soto 5 (424MW, com arranque previsto em 2011) totalizou €114M nos 9M09. O investimento em manutenção recuou €19M, para €24M reflectindo o impacto misto de menor investimento ambiental (após a conclusão de investimentos em dessulfuração em Aboño e Soto) e maior investimento de manutenção derivado dos trabalhos executados em Trillo.

(1) Inclui custos de combustível, emissão e licenças gratuitas de CO<sub>2</sub>, resultados de hedging.

# Comercialização de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



Resultados (€ m)	Comercialização Electricidade				Comercialização Gás			
	9M09	9M08	Δ%	Δ Abs	9M09	9M08	Δ%	Δ Abs
<b>Margem Bruta</b>	<b>72,1</b>	<b>49,4</b>	<b>46%</b>	<b>+23</b>	<b>82,1</b>	<b>63,8</b>	<b>29%</b>	<b>+18</b>
Fornecimentos e Serviços Externos	36,2	36,3	-0,3%	-0	13,6	13,2	2,5%	+0
Custos com Pessoal	8,3	8,3	-0,4%	-0	2,9	2,2	34%	+1
Custos com Benefícios Sociais	0,2	0,2	7,4%	+0	0,0	0,0	4,2%	+0
Outros custos (Proveitos) Operac	-9,4	-18,7	-50%	+9	9,8	8,3	18%	+1
<b>Custos Operacionais</b>	<b>35,3</b>	<b>26,1</b>	<b>35%</b>	<b>+9</b>	<b>26,3</b>	<b>23,8</b>	<b>11%</b>	<b>+3</b>
<b>EBITDA</b>	<b>36,8</b>	<b>23,3</b>	<b>58%</b>	<b>+13</b>	<b>55,7</b>	<b>40,1</b>	<b>39%</b>	<b>+16</b>
Provisões	-2,5	11,0	-	-14	0,0	0,0	-	-
Depreciações e Amort. Líquidas	2,3	1,7	39%	+1	0,4	0,3	22%	+0
<b>EBIT</b>	<b>36,9</b>	<b>10,6</b>	<b>249%</b>	<b>+26</b>	<b>55,3</b>	<b>39,8</b>	<b>39%</b>	<b>+16</b>
Investimento Operacional	5,4	4,0	34%	+1	0,3	0,2	108%	+0
Empregados	185	169	9,5%	+16	104	73	42%	+31

Dados-chave	9M09	9M08	Δ%	Δ Abs
<b>Electricidade em Portugal</b>				
Volume Vendido (GWh)	3.254	741	339%	+2.512
Quota de Mercado (%)	66%	78%	-	-12 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	70,5	67,8	4,0%	+3
Número de Clientes (mil)	246	181	36%	+66
<b>Electricidade em Espanha</b>				
Volume Vendido (GWh) <sup>1</sup>	11.023	8.840	25%	+2.183
Quota de Mercado (%)	10%	13%	-	-2 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh) <sup>1</sup>	63,3	60,6	4,6%	+3
Número de Clientes (mil)	265	115	131%	+150
<b>Gás em Espanha</b>				
Espanha - Volume Vendido (GWh)	15.104	16.952	-11%	-1.848
Espanha - Quota de Mercado (%)	8,7%	8,9%	-	0 p.p.
Portugal - Volume Vendido (GWh)	531	0	-	-
Portugal - Quota de Mercado (%) <sup>2</sup>	24%	0%	-	-
Margem Bruta Média (€/MWh)	3,1	2,0	55%	+1
Número de Clientes (mil)	623	627	-0,6%	-4

A EDP conta com uma sólida plataforma de operações na comercialização de electricidade e gás na P. Ibérica, operada através da HC Energia e da Naturgas Comercialization, em Espanha, e pela EDP Comercial e EDP Gás.Com, em Portugal. As nossas subsidiárias têm contratos intra-grupo de abastecimento de electricidade e gás.

**Comercialização de electricidade em Portugal** – Nos 9M09, os volumes comercializados pela EDP neste Mercado cresceram 339% vs 9M08, para 3.3TWh. Como consequência das oportunidades de crescimento introduzidas pelas tarifas definidas pela ERSE para 2009, a concorrência aumentou e a quota da EDP nos volumes comercializados em Portugal recuou para 66% nos 9M09. Por tipo de cliente, os segmentos residencial e de PMEs tiveram uma boa performance, tanto em termos de volume por cliente como de número de clientes (+34%). Mesmo assim, o principal motor de crescimento foi o segmento industrial, reflectindo uma forte recuperação em termos de número de clientes e volumes comercializados. O preço médio de venda no retalho de electricidade português cresceu 4% nos 9M09. De acordo com dados da ERSE, 32% do consumo anualizado em Agosto estava concentrado no Mercado livre (vs 2,5% em Ago-08).

**Comercialização electricidade em Espanha** – A performance deste negócio foi marcada pelo fim da opção de escolha do comercializador de último recurso para todos os consumidores industriais e a os clientes residenciais (excluindo consumidores de baixa tensão com potência contratada igual ou inferior a 10KW) a partir de Jul-09. Nos 9M09, o volume vendido aos nossos clientes livres em Espanha cresceu 25% reflectindo a expansão da base de clientes (+131%) resultante da transferência de clientes residenciais, com menor consumo per capita. A nossa quota de mercado recuou 2p.p., para 10%. O preço médio de venda subiu 5%, para €63/MWh nos 9M09, reflectindo o peso de contratos firmados no final de 2008, quando os preços de electricidade a prazo estavam em linha com os preços implícitos nestes contratos.

**Comercialização de gás (Portugal, Espanha)** – Em Espanha, o volume de gás comercializado desceu 11% nos 9M09, afectado pelo elevado peso do segmento industrial no consumo, em especial no terceiro trimestre. Por tipo de cliente, o crescimento de gás fornecido aos segmentos residencial e PMEs manteve-se suportado pelo fim da opção de tarifa, a partir de Jul-08. Por sua vez, o consumo do segmento industrial contraiu-se, reflectindo a deterioração das condições económicas. Em Portugal, a EDP iniciou operações no segmento industrial, em Abr-09, com 531GWh fornecidos até ao final de Set-09 e uma quota de mercado de 24% (com base no consumo anualizado). A margem bruta na P. Ibérica aumentou de €2,0/MWh para €3,1/MWh, reflectindo a queda mais acelerada do custo de compra (quase em linha com a evolução de referência CMP) quando comparado com a evolução do preços líquidos médios de venda (beneficiando de preços mais favoráveis no momento de contratação do cliente). Nos próximos trimestres, espere-se que a margem bruta média decresça como reflexo da descida de custo de compra.

Os **custos operacionais** com comercialização de electricidade e gás cresceram 35% e 11%, respectivamente, suportados pelo aumento de actividade.

**Perspectivas:** A Set-09 os volumes de electricidade vendidos e contratados (estimados) para 2009 já ultrapassavam em quase 50% o volume vendido em 2008. Até 15-Dez-09, a ERSE deverá definir os termos para as tarifas de 2010, os quais serão críticos para aferir o potencial de crescimento do mercado livre de electricidade em Portugal, durante 2010. Em Espanha, a EDP deverá reforçar a sua posição no segmento residencial (o mais resiliente à actual conjuntura) do Mercado livre de gás, após a aquisição à Gas Natural de um portfolio com 214 mil clientes de comercialização de gás e electricidade, correspondentes a um consumo 1,1TWh de gás. Esta operação está pendente de necessárias aprovações de concorrência e regulatórias devendo ser concluída no 4T09/1T10.

(1) Inclui electricidade vendida pela Naturgas

(2) Com base no consumo anualizado

## EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	Europa (€ M)			EUA (USD M)			EDP Renováveis (€ M)		
	9M09	9M08	Δ 09/08	9M09	9M08	Δ 09/08	9M09	9M08	Δ 09/08
<b>Margem Bruta</b>	<b>291,1</b>	<b>276,8</b>	<b>5%</b>	<b>193,8</b>	<b>128,2</b>	<b>51%</b>	<b>435,0</b>	<b>360,6</b>	<b>21%</b>
Forn. e serviços externos	46,8	39,5	19%	64,7	46,2	40%	103,5	70,6	47%
Custos com Pessoal	10,0	14,0	-29%	21,0	18,7	12%	30,6	25,9	18%
Outros custos operac. (líquidos)	3,4	6,3	-46%	(9,9)	(7,3)	29%	(6,6)	(4,4)	60%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>60,2</b>	<b>59,8</b>	<b>1%</b>	<b>(11,3)</b>	<b>(10,4)</b>	<b>-9%</b>	<b>66,5</b>	<b>54,1</b>	<b>23%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>230,9</b>	<b>217,0</b>	<b>6%</b>	<b>205,0</b>	<b>138,5</b>	<b>48%</b>	<b>368,5</b>	<b>306,5</b>	<b>20%</b>
Provisões	(0,1)	(0,9)	-	-	2,0	-	(0,1)	0,4	-
Amortizações líquidas	110,8	86,6	28%	147,4	92,5	59%	219,9	147,1	49%
<b>EBIT</b>	<b>120,2</b>	<b>131,3</b>	<b>-8%</b>	<b>57,6</b>	<b>44,1</b>	<b>31%</b>	<b>148,8</b>	<b>159,0</b>	<b>-6%</b>
Result. alienação act. financ.	0,3	2,4	-89%	-	-	-	0,3	2,4	-89%
Resultados financeiros	(121,4)	(106,8)	14%	(51,9)	(46,7)	11%	(60,6)	(64,1)	-5%
Resultados em associadas	3,1	3,2	-	(0,3)	0,1	-	2,9	3,2	-
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>2,2</b>	<b>30,0</b>	<b>-93%</b>	<b>5,4</b>	<b>(2,5)</b>	<b>-</b>	<b>91,3</b>	<b>100,5</b>	<b>-9%</b>
IRC e Impostos diferidos	(1,0)	14,2	-	-	-	-	(21,3)	(36,7)	-42%
Operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Líquido do Exercício	3,2	15,8	-80%	5,4	(2,5)	-	70,0	63,8	10%
<b>Accionistas da EDPR</b>	<b>3,2</b>	<b>12,8</b>	<b>-75%</b>	<b>5,4</b>	<b>(2,5)</b>	<b>-</b>	<b>70,1</b>	<b>58,8</b>	<b>19%</b>
Interesses Minoritários	(0,0)	3,0	-	-	-	-	(0,1)	5,0	-

EDP Renováveis	9M09	9M08	Δ %
Cotação no fim do período (€/acção)	7,52	5,59	34%
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,46	1,43	2%
Euro/USD - Taxa média do período	1,36	1,53	-11%

Dados relevantes de Balanço (€M)	9M09	9M08	Δ %
Empréstimos bancários e outros	265,5	272,5	-3%
Dívida c/ empresas Grupo EDP (líquida)	1.813,8	240,5	-
<b>Dívida Líquida</b>	<b>2.079,3</b>	<b>513,0</b>	<b>-</b>
<b>Interesses Minoritários</b>	<b>97,9</b>	<b>82,8</b>	<b>18%</b>
<b>Passivo ajust. parcerias c/ inv. institucionais</b>	<b>811,4</b>	<b>769,2</b>	<b>5%</b>

Dívida financeira por divisa (€ M)	9M09	9M08	Δ %
US Dollar	1.165,0	602,6	93%
Euro	1.256,1	622,2	102%
<b>Dívida Financeira</b>	<b>2.429,1</b>	<b>1.224,9</b>	<b>98%</b>

Resultados Financeiros (€ M)	9M09	9M08	Δ %
Custos financeiros líquidos	(58,1)	(41,7)	-39%
Custos parcerias c/ inv. institucionais	(41,0)	(31,6)	-30%
Custos capitalizados	47,8	26,9	78%
Outros	(9,3)	(17,7)	47%
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(60,6)</b>	<b>(64,1)</b>	<b>5%</b>

A EDP Renováveis (detida a 77,5% pela EDP) detém, gere e desenvolve todos os activos edólicos do Grupo EDP. A EDPR tem operações em 8 países sendo os principais mercados EUA (c40% do EBITDA nos 9M e opera em 9 estados) e Espanha (37% do EBITDA nos 9M09).

Nos 9M09 ao EBITDA da EDPR cresceu 20% para os €369M reflectindo um aumento de 39% da sua capacidade instalada vs.9M08 (para 4.882 MW), um aumento de 36% na produção eólica e uma deterioração nos preços à vista em Espanha e nos EUA.

O USD apreciou 11% contra o Euro vs 9M08 tendo um impacto positivo €17M ao nível do EBIT. Em Setembro de 2009, 52% da dívida financeira da EDP Renováveis era em US Dollars (USD), uma vez que todas as operações naquele país são financiadas por dívida denominada em USD (empréstimos contraídos ao Grupo EDP) e por "tax equity" ou parcerias societárias com investidores institucionais. Como resultado desta estratégia, o impacto de volatilidade cambial Eur/USD é imaterial ao nível do resultado líquido da EDPR.

A dívida financeira aumentou 98% vs.9M08 para €2,4MM em Set-09, sendo 78% deste valor empréstimos com o Grupo EDP, que são feitos a uma taxa fixa a 10 anos, enquanto que a dívida externa junto de instituições financeiras está principalmente relacionada com dívida de longo prazo e project finance.

Os passivos referidos como parcerias institucionais, que reflectem os acordos de "tax equity" nos EUA, aumentaram ligeiramente para os €811M, nos 9M09, de €769M nos 9M08 reflectindo: i) a amortização deste passivo como consequência dos créditos fiscais que os parceiros institucionais estão a beneficiar do, ii) impacto cambial positivo, iii) em Set-09 a EDPR fechou um financiamento institucional de USD101.9M pela troca de participação económica no parque edílico de Rail Splitter (Illinois). Este novo acordo com investidores institucionais incorpora o valor equivalente do ITC, e a sua monetização ao abrigo do programa de "cash grant", bem como o crédito fiscal associado às MACRS. Este acordo representou a primeira transacção institucional que envolve cash grants em lugar de créditos fiscais de produção, melhorando a eficiência fiscal da empresa.

Os custos financeiros nos 9M09 caíram 5% para €61M, reflectindo maiores custos capitalizados decorrentes do investimento em curso. Este efeito mais do que compensou o aumento do custo médio da dívida (4,7% vs. 4,3% nos 9M08) e o aumento da dívida.

\* Inclui Holding, outros e ajustamentos de consolidação

## EDP Renováveis: capacidade instalada e investimento operacional



Capacidade Instalada (MW)	Bruta	% Detida (1)	Capacidade Contribuindo para EBITDA			
			Sep-09	Sep-08	Δ %	Δ 09/08
<b>Espanha</b>	<b>2.169</b>	<b>1.691</b>	<b>1.752</b>	<b>1.344</b>	<b>30%</b>	<b>+408</b>
Regime transitório	1.474	1.086	1.101	1.066	3%	+35
RD 661/2007	695	605	651	278	134%	+373
<b>Portugal</b>	<b>596</b>	<b>576</b>	<b>553</b>	<b>517</b>	<b>7%</b>	<b>+36</b>
Antiga Remun.	553	533	553	517	7%	+36
Nova Remun.	43	43	-	-	-	-
<b>França</b>	<b>211</b>	<b>211</b>	<b>211</b>	<b>144</b>	<b>47%</b>	<b>+67</b>
<b>Bélgica (CAE)</b>	<b>57</b>	<b>40</b>	<b>57</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>+57</b>
<b>EUA</b>	<b>2.530</b>	<b>2.314</b>	<b>2.295</b>	<b>1.497</b>	<b>53%</b>	<b>+798</b>
CAE	1.760	1.704	1.686	1.149	47%	+537
Hedged	264	138	138	138	0%	-
Mercado	506	472	472	211	123%	+260
<b>Brasil</b>	<b>14</b>	<b>8</b>	<b>14</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>+14</b>
<b>Total</b>	<b>5.577</b>	<b>4.839</b>	<b>4.882</b>	<b>3.502</b>	<b>39%</b>	<b>+1.380</b>

MW Brutos	Em Constr.	Pipeline			Prospects	Total
		Tier 1	Tier 2	Tier 3		
<b>Espanha</b>	<b>417</b>	<b>373</b>	<b>485</b>	<b>1.814</b>	<b>2.341</b>	<b>5.429</b>
<b>Portugal</b>	<b>128</b>	<b>351</b>	<b>14</b>	<b>9</b>	<b>200</b>	<b>702</b>
<b>Resto Europa</b>	<b>322</b>	<b>124</b>	<b>571</b>	<b>854</b>	<b>1.882</b>	<b>3.752</b>
- França	30	55	58	356	753	1.251
- Bélgica	13	-	-	37	25	74
- Polónia	120	-	456	406	604	1.586
- Roménia	159	69	57	56	500	841
<b>EUA</b>	<b>427</b>	<b>550</b>	<b>5.563</b>	<b>7.385</b>	<b>4.564</b>	<b>18.489</b>
<b>Brasil</b>	<b>-</b>	<b>70</b>	<b>234</b>	<b>336</b>	<b>869</b>	<b>1.509</b>
<b>Total</b>	<b>1.293</b>	<b>1.467</b>	<b>6.866</b>	<b>10.398</b>	<b>9.856</b>	<b>29.881</b>

Investimento Operacional (€M)	9M09	9M08	Δ %	Δ Abs.
Espanha	472	431	9%	+41
Portugal	71	52	38%	+20
Resto da Europa	251	28	-	+223
<b>Europa</b>	<b>794</b>	<b>511</b>	<b>55%</b>	<b>+283</b>
EUA - Inv. Operacional Bruto	689	738	-	-49
EUA - Cash Grant Recebido	-35	-	-	-35
<b>EUA - Inv. Operacional Líquido</b>	<b>654</b>	<b>738</b>	<b>-11%</b>	<b>-84</b>
<b>Outros</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>+3</b>
<b>Total</b>	<b>1.452</b>	<b>1.249</b>	<b>16%</b>	<b>+203</b>

Imobilizado em Curso (€M)	Set-09
<b>MW em Construção e Desenvolvimento</b>	<b>1.648</b>

A nossa capacidade eólica instalada aumentou 1.380MW nos últimos 12 meses representando uma subida de 39% vs.9M08. Assim sendo, a EDPR gere presentemente um portfólio de 4,882MW de capacidade (ou 5.577MW de capacidade bruta). Nos 9M09 o total do acréscimo de capacidade totalizou 482MW dos quais 372MW foram instalados nos EUA, 60MW em Espanha, 10MW na Bélgica e 26MW em França. No Brasil foram adicionados 14MW por aquisição em Mar-09. No 3T09, a EDPR adicionou 250MW dos quais 173MW nos EUA (Meadow Lake I e Blue Canyon V), 60MW em Espanha (Quintanilla e Cerros da Radona) e 18MW em França (Le Vieux Moulin). Adicionalmente, o consórcio Eólicas de Portugal (detido em 40% pela EDPR e consolidado como investimento financeiro) comissionou 65MW no 3T09, a juntar aos 17MW já comissionados no 1S09.

A capacidade em construção em Set-09 era 1,3GW, dos quais 866MW eram na Europa e 427MW nos EUA. Na Europa, 48% desta capacidade (417MW) em construção é em Espanha, 15% em Portugal (128MW, dos quais 86MW de capacidade atribuível ao consórcio Eólica de Portugal) e 37% no Resto da Europa, onde deve ser mencionado o início de construção do primeiro parque eólico na Roménia (159MW de um projecto de 228MW) assim como o início do processo de comissionamento das primeiras turbinas de um projecto de 120MW na Polónia, em Out-09.

O investimento operacional totalizou €1,5MM, reflectindo o fim de construção de 468MW e 1.207MW em construção. O Investimento relacionado com construção e desenvolvimento de capacidade totalizou €1,3MM, que reflectem os trabalhos finais com a capacidade em funcionamento, a capacidade instalada no período e a capacidade em construção e desenvolvimento. O investimento operacional em depósitos de turbinas totalizou €107M, representando 7% do total. É importante destacar que o total dos trabalhos em curso é relacionado com capacidade em construção/desenvolvimento e totalizou €1,648M em Set-09, reflectindo o investimento operacional já realizado neste projecto.

No que respeita ao enquadramento regulatório nos EUA no curto prazo, foi aprovado em 2009 o America Recovery na Reinvestment Act, um programa de cash grants que torna possível a monetização para incentivos fiscais assim como um programa de garantias para empréstimos que aumentam a liquidez creditícia. Em Set-09, a EDPR recebeu o primeiro "cash grant" de USD48M e espera receber USD220M-230M no 4T09

Em termos de regulação no longo-prazo, a Energy Bill, mais conhecida por Waxman-Markey Bill, foi aprovada pela Câmara dos Representantes em Junho. Esta inclui um plano de "cap and trade" para a redução do aquecimento global e das emissões de gases da economia em 17% para 2020. Este plano incluirá incentivos significativos à produção de energias renováveis, embora ainda não possam ser previstos.

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

# EDP Renováveis: Performance Operacional



DR Operacional (€m)	EUROPA			EUA			EDP Renováveis		
	9M09	9M08	Δ 09/08	9M09	9M08	Δ 09/08	9M09	9M08	Δ 09/08
<b>Margem Bruta</b>	<b>291,1</b>	<b>276,8</b>	<b>5%</b>	<b>142,2</b>	<b>83,8</b>	<b>70%</b>	<b>435,0</b>	<b>360,6</b>	<b>21%</b>
Fornecimentos e serviços externos	46,8	39,5	19%	48,3	30,2	60%	103,5	70,6	47%
Custos com pessoal	10,0	14,0	-29%	15,4	12,3	26%	30,6	25,9	18%
Outros custos operac. (líquidos) (1)	3,4	6,3	-46%	(7,2)	(4,3)	-47%	(6,6)	(4,4)	-60%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>60,2</b>	<b>59,8</b>	<b>1%</b>	<b>(8,5)</b>	<b>(6,8)</b>	<b>-26%</b>	<b>66,5</b>	<b>54,1</b>	<b>23%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>230,9</b>	<b>217,0</b>	<b>6%</b>	<b>150,7</b>	<b>90,6</b>	<b>66%</b>	<b>368,5</b>	<b>306,5</b>	<b>20%</b>
Provisões	(0,1)	(0,9)	84%	-	1,3	-	(0,1)	0,4	-
Amortizações líquidas	110,8	86,6	28%	108,5	60,5	79%	219,9	147,1	49%
<b>EBIT</b>	<b>120,2</b>	<b>131,3</b>	<b>-8%</b>	<b>42,2</b>	<b>28,8</b>	<b>46%</b>	<b>148,8</b>	<b>159,0</b>	<b>-6%</b>
Número de Empregados	351	320	+31	288	272	+16	690	592	+98
Opex/MW médio (€ 000) (2)	32,2	43,3	-26%	34,7	41,8	-17%	37,2	40,9	-9%
Opex / MWh (2)	18,7	21,5	-13%	13,2	15,4	-14%	17,4	17,8	-2%

Europa - Margem Bruta (€ M)	9M09	9M08	Δ %
Portugal	84,2	73,6	14%
Espanha	170,8	186,2	-8%
Resto da Europa	21,6	12,9	67%
Eólica	276,6	272,7	1%
Outros & Ajustamentos	14,4	4,1	255%
<b>Total</b>	<b>291,1</b>	<b>276,8</b>	<b>5%</b>

EUA M. Bruta Ajustada (€ M)	9M09	9M08	Δ %
Receitas de Electric. & RECs	142,9	84,1	70%
Custos Directos	-0,7	-0,3	-
<b>Margem Bruta</b>	<b>142,2</b>	<b>83,8</b>	<b>70%</b>
Receitas PTCs e Outras	60,6	41,3	47%
<b>Margem Bruta Ajustada</b>	<b>202,8</b>	<b>125,1</b>	<b>62%</b>

Electricidade produzida (GWh)	9M09	9M08	Δ %
Portugal	829	727	14%
Espanha	2.156	1.875	15%
Resto da Europa	240	175	37%
<b>Europa</b>	<b>3.225</b>	<b>2.776</b>	<b>16%</b>
<b>EUA</b>	<b>4.050</b>	<b>2.576</b>	<b>57%</b>
<b>Brasil</b>	<b>19</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Electricidade Produzida	7.295	5.353	36%
-------------------------	-------	-------	-----

Factor Médio Utilização (%)	9M09	9M08	Δ
Portugal	25%	26%	(1 pp)
Espanha	24%	25%	(1 pp)
Resto da Europa	20%	23%	(3 pp)
<b>Europa</b>	<b>24%</b>	<b>25%</b>	<b>(1 pp)</b>
<b>EUA</b>	<b>31%</b>	<b>31%</b>	<b>-</b>
<b>Brasil</b>	<b>22%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>28%</b>	<b>25%</b>	<b>3 pp</b>

Tarifas Médias	9M09	9M08	Δ %
<b>Eólico Europa (€/MWh)</b>	<b>89,9</b>	<b>97,9</b>	<b>-8%</b>
Portugal	99,1	100,1	-1%
Espanha	86,4	99,4	-13%
Preço médio na Pool	37,4	62,1	-40%
Resto da Europa	89,2	73,2	22%
<b>Preço médio US(USD/MWh)</b>	<b>48,1</b>	<b>49,2</b>	<b>-2%</b>
Preço PPA/Cobertura	52,2	48,1	9%

A produção eólica nos 9M09 cresceu 36% vs.9M08 para os 7.296 GWh. Na Europa a produção de electricidade cresceu 16% suportada por um aumento de 28% vs. 9M08 da capacidade instalada e uma deterioração dos factores de utilização de 25% nos 9M08 para 24% nos 9M09. O factor de utilização na Europa caiu de 25% no mesmo período do ano anterior para os 24%, principalmente afectado por menores níveis de disponibilidade e menor recurso eólico. Nos EUA, a produção de electricidade aumentou 57% vs.9M08 no seguimento de um crescimento de 53% na capacidade instalada, enquanto que os factores de utilização se mantiveram nos 31%, em linha com os valores atingidos no ano anterior. Refira-se que a redução nos níveis de disponibilidade dos novos parque eólicos, estão cobertos financeiramente com as garantias dos fabricantes (receita de USD14M nos 9M09).

As tarifas eólicas médias em Espanha caíram 13%, reflectindo a queda de 40% do preço atingido na pool e a venda forward de 64% da produção dos 9M09 a preços mais elevados que tiveram um impacto positivo de €6,5/MWh no preço médio de venda o que resultou num ganho de €14M. O aumento de 22% vs.9M08 nas tarifas no resto da Europa ficou a dever-se a uma baixa tarifa nos 9M08 (devido a grande capacidade em período de teste em França que implicou uma tarifa muito baixa), contudo se corrigidos desse efeito a tarifa final deveria ter sido €84/MWh, significando um crescimento de 6% vs.9M08.

Nos EUA o preço médio de venda caiu 2% vs. 9M08 resultado de um aumento de 8,5% no preço médio dos PPA (aplicado a 84% da produção eólica nos EUA) e a uma diminuição de 68% do preço médio de mercado de USD79,8/MWh nos 9M08 para os USD25,5/MWh nos 9M09 (aplicados a 16% da produção eólica nos EUA).

De forma a diminuir a sua exposição aos mercados de energia de curto prazo, a EDPR continua em negociações activas para fechar nos contratos de PPA nos EUA para os seus parque eólicos em construção, em estado de desenvolvimento avançado ou mesmo já em funcionamento mas sem PPA. Em Espanha a EDPR já vendeu forward 0,6TWh de produção eólica para o 4T09 a €42MWh e 1,4TWh a €44MWh para 2010.

A margem bruta no 9M09 cresceu 21%, atingindo €435M, suportada por (1) um aumento de 39% na capacidade instalada (2) um aumento de 36% na produção, justificado por factores de utilização mais baixos assim como (3) uma diminuição de 8% no preço médio de venda na Europa (diminuição acentuada nos preços de venda na pool espanhola) e também uma diminuição de 2% nos preços médios nos EUA (afectado pela queda nos preços de mercado).

Em termos de outros proveitos de parcerias institucionais, este valor é composto pelos benefícios dos créditos fiscais e outros proveitos relacionados com parcerias institucionais (USD 0,3 já registados relativos à mais recente parceria assinada em Set-09). O aumento de 30% vs.9M08 é explicado pela maior produção e pelo "tax equity deal" fechado em Dez-08 relacionado com projectos comissionados que iniciaram operações em 2008 (encaixe de USD265M).

Os custos operacionais aumentaram 23% vs.9M08 para €66m em 2009, reflectindo o aumento da capacidade instalada.

As depreciações e amortizações líquidas aumentaram 49% vs. 9M08, também reflectindo um crescimento de 39% na capacidade instalada levando a uma diminuição do EBIT em €149M.

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

# Distribuição de Electricidade e Comercialização de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€M)	Distribuição Portugal			
	9M09	9M08	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.008,7</b>	<b>1.118,5</b>	<b>-9,8%</b>	<b>-110</b>
Fornecimentos e serviços externos	215,1	199,9	7,6%	+15
Custos com pessoal	124,6	128,3	-2,9%	-4
Custos com benefícios sociais	65,7	91,8	-28%	-26
Rendas de concessão	179,7	170,7	5,2%	+9
Outros custos operacionais (líquidos)	(4,1)	(12,4)	67%	+8
<b>Custos Operacionais</b>	<b>580,9</b>	<b>578,3</b>	<b>0,5%</b>	<b>+3</b>
<b>EBITDA</b>	<b>427,7</b>	<b>540,2</b>	<b>-21%</b>	<b>-112</b>
Provisões	(0,1)	2,1	-	-2
Amortizações líquidas	192,2	189,6	1,4%	+3
<b>EBIT</b>	<b>235,5</b>	<b>348,5</b>	<b>-32%</b>	<b>-113</b>

Margem Bruta	9M09	9M08	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta Regulada (€M)</b>	<b>981,8</b>	<b>1.097,0</b>	<b>-10,5%</b>	<b>-115</b>
Período actual	981,8	930,6	5,5%	+51
Ajustamentos de anos anteriores (1)	-	166,4	-	-166
<b>Ajust. de Cash-flow à Mg Bruta (€M)</b>	<b>-22,5</b>	<b>-709,3</b>	<b>97%</b>	<b>+687</b>
Desvio tarifário do período	206,3	-709,3	-	+916
Ajustamentos de anos anteriores (1)	-228,7	-	-	-229
<b>Rede de Distribuição</b>				
Prov. regulados - Período actual (€M)	890,7	859,2	3,7%	+31
Electricidade entrada na rede (GWh)	36.520	37.120	-1,6%	-600
Número de clientes ligados à rede (mil)	6.108	6.085	0,4%	+24
<b>Comercialização de Último Recurso</b>				
Prov. regulados - Período actual (€M)	92,9	73,1	27%	+20
Número de clientes fornecidos (mil)	5.854	5.903	-0,8%	-50
Electricidade entrada na rede (GWh)	31.308	36.069	-13%	-4.761
Preço de compra OMIP(€/MWh)	46,8	75,1	-38%	-28
<b>Activos Regulatorios a Receber (€M)</b>	<b>-43,7</b>	<b>813,9</b>	<b>-</b>	<b>-858</b>

Investimento & Custos Operac.	9M09	9M08	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos controláveis (2)</b>	<b>339,6</b>	<b>328,1</b>	<b>3,5%</b>	<b>+11</b>
Opex/cliente (€/cliente)	55,6	53,9	3,1%	+2
Opex/km de rede (€/km)	1.558,5	1.546,0	0,8%	+12
Empregados (#)	4.502	4.702	-4,3%	-200
<b>Investimento Operacional (€M)</b>	<b>176,9</b>	<b>138,1</b>	<b>28%</b>	<b>+39</b>
Rede de Distribuição (Km)	217,9	212,3	2,7%	+6
Tempo de Interrup. Equivalente (min) (4)	73	68	7,5%	+5

A **margem bruta** das actividades de distribuição e comercialização de último recurso caiu 10% no período. Excluindo as prestações de serviços, a margem bruta regulada caiu 11% para €982M nos 9M09. De notar que em 2008 e na sequência de alterações legislativas, 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. Excluindo dos 9M08 os ajustamentos e desvios tarifários de anos anteriores<sup>(1)</sup> (€166M) e os custos com a reestruturação de RH (€32M), o EBITDA recorrente aumentou 5% no período, para €428M nos 9M09.

A **electricidade entrada na rede de distribuição** diminuiu 1,6% no período para 37TWh nos 9M09 (-2,6% ajustada dos efeitos temperatura e dias úteis). Não obstante, a procura de electricidade demonstrou alguns sinais de estabilização no 3T09 vs. o 3T08. Por nível de tensão, o consumo em Baixa Tensão (BT) (clientes maioritariamente residenciais) cresceu 3%, enquanto o consumo em Não-Baixa Tensão (NT)<sup>(3)</sup> (clientes principalmente industriais) diminuiu 6% no período.

Os **proveitos regulados da actividade de distribuição** totalizaram €891M nos 9M09. De notar que c55% destes proveitos são fixos, 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 reduzido nos proveitos regulados desta actividade. Nos 9M09, a distribuição regulada registou um desvio tarifário negativo de €59M, em linha com o definido pelo regulador nos pressupostos para as tarifas em 2009.

Nos 9M09, a **EDP Serviço Universal (EDP SU)** comercializou 29TWh a clientes finais regulados, o que ficou 3,8TWh abaixo do pressuposto adoptado pelo regulador na definição das tarifas para 2009, em consequência do abrandamento da economia e do estímulo proporcionado pelas tarifas reguladas do ano 2009 ao segmento industrial no mercado liberalizado. Adicionalmente, o custo médio com a compra de electricidade foi de €47/MWh nos 9M09, comparados com uma previsão do regulador de €71/MWh. Os menores volumes comercializados a preços inferiores ao esperado originaram um desvio tarifário positivo de €601M nos 9M09, a devolver às tarifas. Adicionalmente, aquando da fixação das tarifas para o ano 2009, a ERSE criou um défice tarifário ex-ante no montante de €447M, a ser recuperado através das tarifas por um período de 15 anos a partir de 2010. Este défice tarifário ex-ante, que ascende a €336M a Set-09, em conjunto com o desvio de €601M inicialmente mencionado, originaram um desvio tarifário positivo de €265M (reconhecido ao nível da margem bruta), a devolver às tarifas.

Em síntese, os efeitos acima mencionados traduziram-se num desvio tarifário positivo de €206M nos 9M09, o que em conjunto com a securitização, em Mar-09, de um défice tarifário acumulado de €1,2MM, entre outros aspectos, possibilitou uma redução do **montante de recebimentos futuros relativos à actividade regulada**, de uns positivos €1,15MM a Dez-08 para uns negativos €44M a Set-09.

Os **custos operacionais controláveis** aumentaram 3,5% no período para €340M: (i) o aumento dos FSE reflecte um aumento nos custos de *back-office* e outros que resultaram de uma nova imposição regulatória (alteração de facturação bimestral para mensal, entre outras), bem como um aumento nos custos de O&M; (ii) os custos com pessoal diminuíram 2% no período, excluindo indemnizações e capitalização de custos com pessoal, reflectindo a redução do número de empregados.

O **investimento operacional** totalizou €177M nos 9M09, 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 5 min. para 73 min. nos 9M09.

No dia 15 de Outubro de 2009, a ERSE propôs um aumento médio de 2,9% para as tarifas de electricidade em Portugal em 2010. A proposta está actualmente a ser analisada pelo Conselho Tarifário e a decisão final deverá ser conhecida até ao dia 15 de Dezembro.

(1) Recuperação através das tarifas de Desvios Tarifários de anos anteriores: 9M08 incluem reconhecimento do Déficit Tarifário 2007 e reposição do Déficit Tarifário 2006/08 (Jan-Fev 2008)

(2) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal

(3) Não-Baixa Tensão: Muito Alta Tensão + Alta Tensão + Média Tensão

(4) Adjusted for non-recurring impact (rainstorms, high winds and summer fires)

# Distribuição de Electricidade em Espanha



DR Operacional (€ M) (1)	9M09	9M08	Δ 09/08	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>145,9</b>	<b>121,2</b>	<b>20%</b>	<b>+25</b>
FSEs	44,7	42,2	6,0%	+3
Custos com Pessoal	14,1	16,5	-15%	-2
Custos com Benefícios Sociais	2,1	1,9	11%	+0
Outros custos (proveitos) operacionais	(2,7)	(7,5)	64%	+5
<b>Custos Operacionais</b>	<b>58,2</b>	<b>53,1</b>	<b>10%</b>	<b>+5</b>
<b>EBITDA</b>	<b>87,7</b>	<b>68,1</b>	<b>29%</b>	<b>+20</b>
Provisões	2,0	0,1	-	+2
Depreciações e amortizações líquidas	20,1	18,3	10%	+2
<b>EBIT</b>	<b>65,6</b>	<b>49,7</b>	<b>32%</b>	<b>+16</b>
<b>Proveitos Regulados</b>	<b>116,0</b>	<b>110,9</b>	<b>4,6%</b>	<b>+5</b>
Transporte	5,9	4,9	21%	+1
Distribuição	104,1	100,1	4,0%	+4
Comercialização	6,0	6,0	0,8%	+0
<b>Activos Regulatórios (2)</b>	<b>444,9</b>	<b>304,0</b>	<b>46%</b>	<b>+141</b>
Défice tarifário do período	103,3	97,0	6,6%	+6
Défice tarifário de anos anteriores	341,6	207,0	65%	+135

A **margem bruta** da actividade de distribuição de electricidade em Espanha aumentou 20% no período para €146M nos 9M09, reflectindo um aumento de 5% dos proveitos regulados reconhecidas nas tarifas de 2009, e um aumento de €17M nos outros proveitos, explicado: i) pela actividade de último recurso (iniciada em Jul-09), que contribuiu com €2,4M; ii) por um proveito de €2,6M relacionado com os *upfront fees* recebidos nos 9M09 pela ligação de novos clientes; iii) pela contabilização nos 9M09 de uma receita não-recorrente de €17M relacionada com o reconhecimento em proveitos dos *upfront fees* cobrados anteriormente pela ligação de novos clientes (consequência do fim das tarifas reguladas em Jun-09); e iv) pela contabilização nos 9M08 de €5M relacionados com o recebimento de proveitos regulados de anos anteriores. O **EBITDA recorrente** aumentou 12% no período, para €71M nos 9M09.

**Distribuição de electricidade:** a nova regulação introduzida no ano passado em Espanha pretende remunerar os investimentos realizados na expansão da rede, melhorias na qualidade do serviço e reduções nas perdas (menor dependência dos volumes distribuídos). De notar que em 2009, os proveitos regulados foram definidos de acordo com um modelo transitório (modelo final em discussão). A electricidade distribuída pela HC Distribución caiu 8% para 6,7TWh nos 9M09, devido à actual crise económica. Nas Astúrias, as indústrias capital intensivas têm um peso significativo na procura de electricidade, o que se reflectiu numa diminuição de 11% dos consumos em MT e AT (industriais), enquanto o consumo em BT (residencial) ficou estável.

**Comercialização:** a partir de Jul-09, as tarifas reguladas foram terminadas, e foi introduzida uma tarifa de último recurso para os clientes em BT com uma potência contratada inferior ou igual a 10kW. No 1S09, os volumes comercializados a clientes regulados diminuíram 37% vs. o 1S08, devido à transição de clientes para o mercado liberalizado (preços de mercado inferiores à tarifa regulada). No 3T09, a HC Energia Último Recurso (HC Energia UR) forneceu 324 GWh a clientes à tarifa de último recurso, o que representa uma redução de 79% vs. o 3T08. Esta redução é a consequência natural do fim das tarifas reguladas. No leilão do CESUR para o 2S09, a HC Energia UR comprou 449 GWh a um preço médio de €44/MWh. As necessidades remanescentes são adquiridas na *pool*.

Distribuição em Espanha	9M09	9M08	Δ %	Δ Abs.
<b>Consumidores de electricidade</b>	<b>642</b>	<b>626</b>	<b>2,5%</b>	<b>+16</b>
Comercialização Regulada	434	549	-21%	-115
Comercialização Mercado Regulado	207	77	170%	+131
<b>Electricidade Distribuída (GWh)</b>	<b>6.704</b>	<b>7.266</b>	<b>-7,7%</b>	<b>-562</b>
Baixa Tensão	1.893	1.890	0,2%	+3
Média Tensão	927	954	-2,8%	-27
Alta Tensão	3.884	4.422	-12%	-538
<b>Electricidade Comercializada (GWh) (1)</b>	<b>2.837</b>	<b>5.547</b>	<b>-49%</b>	<b>-2.710</b>
Baixa tensão	1.268	1.467	-14%	-199
Média Tensão	10	114	-91%	-104
Alta Tensão	1.559	3.966	-61%	-2.407
<b>Custos Operacionais Controláveis (3)</b>	<b>58,8</b>	<b>58,7</b>	<b>0,2%</b>	<b>+0</b>
Opex/cliente (€/cliente)	91,6	93,7	-2,2%	-2
Opex/Km de rede (€/Km)	2.722,4	2.772,6	-1,8%	-50
Número de empregados	367	392	-6,4%	-25
<b>Invest. Operacional (líquido de subsídios) (€M)</b>	<b>32,6</b>	<b>35,3</b>	<b>-7,9%</b>	<b>-3</b>
Rede de distribuição ('000 Km)	21,6	21,2	2,0%	+0
Tempo de Interrupção Equivalente	119	45	164%	+74

Os **custos operacionais controláveis** permaneceram estáveis nos €59M: (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*; e (ii) os custos com pessoal diminuíram €2M, reflectindo uma redução do número de colaboradores.

O **investimento operacional** diminuiu €3M no período para os €33M nos 9M09, devido essencialmente a uma redução dos investimentos com novas ligações e equipamentos de medida. O acima mencionado ciclone Klaus, que danificou a nossa rede de distribuição, implicou também um aumento de 74 min. no tempo de interrupção equivalente.

Em Jan-09, o governo espanhol definiu um aumento médio de 3,4% para as tarifas de electricidade no 1S09. A partir de Jun-09, com o fim das tarifas reguladas, a tarifa de último recurso introduzida (para clientes de BT com <10kW) foi calculada aplicando um aumento médio de 2% sobre a tarifa regulada em vigor a Jun-09. As tarifas em vigor continuam a ser insuficientes para cobrir os custos do sistema eléctrico, o que se traduziu numa estimativa de défice de €3,6MM para o sistema Espanhol nos 9M09, dos quais €103M estavam reflectidos, a Set-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").

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 €6MM. Para este período, a HC Energia tem registado nas suas contas um défice tarifário de €340M a Set-09. O RDL 6/2009 estabelece um calendário para a progressiva eliminação do défice tarifário, por forma a que, em Jan-13, as tarifas de acesso sejam suficientes para cobrir os custos das actividades reguladas. Mais recentemente, o governo Espanhol designou a TdA (Titulización de Activos), uma sociedade composta por vários bancos e instituições financeiras, como entidade responsável para a gestão do fundo de securitização do Déficit Tarifário.

(1) Inclui Comercialização de Último Recurso a partir de Jun-09 (Liberalização)

(2) Valor para os 9M09 líquido dos custos com "CO2 clawback"

(3) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal

# Gás - Actividade Regulada



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha			Total		
	9M09	9M08	Δ 09/08	9M09	9M08	Δ 09/08	9M09	9M08	Δ 09/08
<b>Margem Bruta</b>	<b>24,6</b>	<b>30,4</b>	<b>-19%</b>	<b>136,8</b>	<b>121,5</b>	<b>13%</b>	<b>161,4</b>	<b>151,9</b>	<b>6,2%</b>
FSEs	8,2	7,3	11%	18,0	15,2	18%	26,1	22,5	16%
Custos Pessoal	3,4	4,2	-18%	14,1	13,6	4,2%	17,6	17,8	-1,1%
Custos Benefícios sociais	0,1	0,1	25%	0,3	0,3	8,0%	0,4	0,3	11%
Outros custos operac. (líquidos)	1,9	0,2	-	1,5	-3,1	-	3,4	-2,9	-
<b>Custos Operacionais</b>	<b>13,6</b>	<b>11,8</b>	<b>15%</b>	<b>33,9</b>	<b>25,9</b>	<b>31%</b>	<b>47,5</b>	<b>37,7</b>	<b>26%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>11,0</b>	<b>18,7</b>	<b>-41%</b>	<b>102,9</b>	<b>95,6</b>	<b>7,7%</b>	<b>113,9</b>	<b>114,2</b>	<b>-0,3%</b>
Provisões	0,4	2,0	-80%	-0,2	0,1	-	0,2	2,2	-89%
Depr. e Amortizações líquidas	7,9	8,9	-12%	25,1	22,9	9,4%	32,9	31,8	3,5%
<b>EBIT</b>	<b>2,8</b>	<b>7,7</b>	<b>-64%</b>	<b>78,0</b>	<b>72,6</b>	<b>7,5%</b>	<b>80,8</b>	<b>80,2</b>	<b>0,7%</b>
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>20,7</b>	<b>13,6</b>	<b>52%</b>	<b>26,0</b>	<b>38,6</b>	<b>-33%</b>	<b>46,8</b>	<b>52,3</b>	<b>-11%</b>
Distribuição	20,7	13,6	52%	16,1	17,2	-6,2%	36,8	30,8	20%
Transporte	-	-	-	9,9	21,5	-54%	9,9	21,5	-54%
<b>Empregados (#)</b>	<b>59</b>	<b>101</b>	<b>-42%</b>	<b>283</b>	<b>267</b>	<b>6,0%</b>	<b>342,0</b>	<b>368,0</b>	<b>-7,1%</b>

Actividade Regulada	9M09	9M08	% Δ	Abs. Δ
<b>Número Clientes (mil)</b>	<b>916,9</b>	<b>875,4</b>	<b>4,7%</b>	<b>+41</b>
Portugal	215,2	194,1	11%	+21
Clientes Finais	215,1	194,0	11%	+21
Clientes acesso	0,1	0,1	54%	+0
Espanha	701,7	681,3	3,0%	+20
<b>Volume de Gás (GWh)</b>	<b>18.735</b>	<b>19.837</b>	<b>-5,6%</b>	<b>-1.102</b>
Portugal	4.343	4.286	1,3%	+56
Clientes Finais	1.731	1.902	-9,0%	-172
Clientes acesso	2.612	2.384	9,6%	+228
Espanha	14.392	15.550	-7,4%	-1.158
<b>Receitas Reguladas (€ M)</b>	<b>144,2</b>	<b>142,9</b>	<b>0,9%</b>	<b>+1,3</b>
Portugal	24,6	30,4	-19%	-5,8
Espanha	119,6	112,4	6,4%	+7,2
Transporte	14,7	12,2	20%	+2,4
Distribuição	104,9	96,6	8,7%	+8,4
Comercialização Regulada	0,0	3,7	-100%	-3,6
<b>Rede (Km)</b>	<b>9.321</b>	<b>8.750</b>	<b>6,5%</b>	<b>+570</b>
Portugal - Distribuição	3.371	3.090	9,1%	+281
Espanha - Distribuição	5.588	5.351	4,4%	+237
Espanha - Transporte	362	309	17%	+53

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.

Em Jul-09, a Naturgas acordou 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<sup>(1)</sup>. Espera-se que a conclusão desta operação venha a ocorrer entre o 4T09 e o 1T10, dependendo das necessárias autorizações das autoridades regulatórias e da concorrência.

O EBITDA do gás regulado permaneceu estável nos €114M: (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 compensou (ii) o aumento proveniente da actividade de gás regulado em Espanha.

Em **Espanha**, a margem bruta do gás regulado aumentou 13% no período para €137M nos 9M09:

- As **receitas reguladas** de gás aumentaram 6% para €120M nos 9M09:

As receitas reguladas da distribuição de gás aumentaram 9% para €105M, reflectindo um crescimento homólogo de 3% nos pontos de abastecimento, para 702 mil, e um aumento de 4% da extensão da rede de distribuição para 5.588Kms. O volume de gás distribuído diminuiu 7% no período (vs. uma redução de 9% 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% no período, devido a um aumento de 17% da extensão da rede bem como a um aumento da remuneração por quilómetro nos investimentos recentes;

(iii) A actividade comercialização regulada terminou em Jul-08 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 e associados ao fim das tarifas reguladas, aumentou €8M para €17M nos 9M09.

Em **Portugal**, foi assinado em 2008 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 nos primeiros anos mas por um maior número de 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%. Em consequência deste novo contrato de concessão, as receitas reguladas caíram 19% para €25M nos 9M09. No que se refere aos dados operacionais, a extensão da nossa rede de distribuição em Portugal aumentou 9% para 3.371Km, enquanto os pontos de abastecimento aumentaram 11% para 215,2 mil. O volume de gás distribuído aumentou 1,3% no período, sendo que este aumento foi suportado pela ligação de um cliente industrial em Set-08.

Os custos operacionais controláveis<sup>(2)</sup> aumentaram 9% 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 nos 9M08 (€6M).

(1) Excluindo custos não recorrentes de integração.

(2) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal

# Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado - R\$ Milhões			Consolidado - € Milhões		
	9M09	9M08	Δ 09/08	9M09	9M08	Δ 09/08
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.617,6</b>	<b>1.756,9</b>	<b>-8%</b>	<b>567,4</b>	<b>682,7</b>	<b>-17%</b>
Forn. e serviços externos	239,6	290,5	-18%	84,1	112,9	-26%
Custos com Pessoal	155,8	199,4	-22%	54,7	77,5	-29%
Custos com benefícios Sociais	38,6	38,7	-0,3%	13,5	15,0	-10%
Outros custos operacionais (Líquidos)	80,4	60,1	34%	28,2	23,3	21%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>514,4</b>	<b>588,7</b>	<b>-13%</b>	<b>180,5</b>	<b>228,8</b>	<b>-21%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.103,2</b>	<b>1.168,2</b>	<b>-6%</b>	<b>387,0</b>	<b>454,0</b>	<b>-15%</b>
Provisões	21,6	19,5	11%	7,6	7,6	-0%
Depreciações e Amortizações Líquidas	236,9	369,5	-36%	83,1	143,6	-42%
<b>EBIT</b>	<b>844,7</b>	<b>779,2</b>	<b>8%</b>	<b>296,3</b>	<b>302,8</b>	<b>-2,1%</b>
Result. da alienação de act. financ.	121,0	-	-	42,4	-	-
Resultados financeiros	(179,5)	(140,9)	27%	(63,0)	(54,7)	15%
Resultados em associadas	(0,3)	(0,0)	-	(0,1)	(0,0)	-
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>785,9</b>	<b>638,3</b>	<b>23%</b>	<b>275,7</b>	<b>248,0</b>	<b>11%</b>
IRC e Impostos diferidos	234,7	259,4	-9,5%	82,3	100,8	-18%
<i>Taxa Efectiva Imposto (%)</i>	30%	41%	-10,8 pp	30%	41%	-10,8 pp
Resultado Líquido do Exercício	550,9	378,5	46%	193,1	146,8	31%
<b>Accionistas da Energias do Brasil</b>	<b>468,3</b>	<b>316,0</b>	<b>48%</b>	<b>164,3</b>	<b>122,8</b>	<b>34%</b>
Interesses Minoritários	82,9	62,9	32%	29,1	24,5	19%
<b>Capex</b>	<b>458,4</b>	<b>470,3</b>	<b>-2,5%</b>	<b>160,8</b>	<b>182,8</b>	<b>-12%</b>
<b>Empregados (#)</b>	<b>2.366</b>	<b>2.346</b>	<b>20</b>			

Energias do Brasil	9M09	9M08	Δ 09/08
Cotação no fim do período (R\$/acção)	29,2	23,8	23%
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	2,61	2,75	5,7%
Euro/Real - Taxa média do período	2,85	2,57	-10%
Taxa Inflação (IGPM - 12 Meses)	-0,4%		
Taxa de Juro (SELIC)	9,98	11,44	-146 pp

Dados relevantes de Balanço (€ milhões)	9M09	9M08	Δ 09/08
Dívida Líquida	979	699	40%
Recebimentos Futuros da Act. Regulada	40	63	-36%
Interesses Minoritários	668	561	19%

## Rating

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

## Rácios de Dívida

	9M09	9M08
Dívida Líquida / EBITDA	1,9x	1,2x

Em Set-08, a Energias do Brasil concluiu a **permuta de activos** com o Grupo Rede, implicando a exclusão da empresa de distribuição 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%.

Nos 9M09, a contribuição da Energias do Brasil para o EBITDA consolidado foi afectada negativamente pela **depreciação de 10% do Real contra o Euro** (impacto negativo de €42M no EBITDA).

O **EBITDA da Energias do Brasil em moeda local**, retraiu 6% para R\$1.103M 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, suportado pelo aumento de capacidade. De realçar, a existência de ganhos não recorrentes durante 9M08 (R\$77M).

Os **custos operacionais** da Energias do Brasil diminuíram 13% vs. 9M08 reflectindo principalmente o impacto da operação de troca de activos.

As **depreciações e amortizações** diminuíram 36% reflectindo a amortização acelerada (imparidade) da Enersul (R\$130M) nos 9M08 como consequência das alterações regulatórias. Este evento teve também um impacto significativo na taxa efectiva de imposto dos 9M08.

Os **custos financeiros líquidos** cresceram 27% vs. 9M08 como resultado do aumento da dívida financeira líquida média devido à aquisição de acções próprias relacionado com a permuta de activos

com o Grupo Rede e o financiamento da construção da central de Pecém, que compensou a diminuição do custo médio da dívida (9,2% em 9M09 vs. 10,5% em 9M08).

As **acções próprias** aumentaram de 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);
- 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.

Ontem, a Energias do Brasil registou o prospecto final relativo à oferta de distribuição pública secundária de acções próprias. O preço de aquisição das acções será fixado após a finalização do procedimento de recolha de intenções de investimento (bookbuilding).

Os **interesses minoritários** em balanço aumentaram 19% devido à operação de permuta de activos o que implicou o aumento dos interesses minoritários do Lajeado (27%).

O **resultado da alienação de act. financ.** dos 9M09 está relacionado com a venda da nossa participação, em Jun-09, na empresa de telecomunicações Esc90.

# Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Bandeirante + Escelsa			Enersul			Distribuição		
	9M09	9M08	Δ 09/08	9M09	9M08	Δ 09/08	9M09	9M08	Δ 09/08
<b>Margem Bruta</b>	<b>973,2</b>	<b>928,8</b>	<b>4,8%</b>	-	<b>302,4</b>	-	<b>973,2</b>	<b>1.231,2</b>	<b>-21%</b>
Forn. e serviços externos	177,7	169,2	5,0%	-	74,2	-	177,7	243,4	-27%
Custos com Pessoal	115,2	124,4	-7,4%	-	42,4	-	115,2	166,8	-31%
Custos com benefícios Sociais	29,8	31,8	-6%	-	4,8	-	29,8	36,6	-19%
Outros custos operac. (Liq.)	53,9	35,5	52%	-	14,6	-	53,9	50,2	7,4%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>376,6</b>	<b>361,0</b>	<b>4,3%</b>	-	<b>136,0</b>	-	<b>376,6</b>	<b>497,0</b>	<b>-24%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>596,7</b>	<b>567,8</b>	<b>5,1%</b>	-	<b>166,4</b>	-	<b>596,7</b>	<b>734,2</b>	<b>-19%</b>
Provisões	8,2	7,1	16,4%	-	10,8	-	8,2	17,9	-54%
Deprec. e Amortizações líquidas	124,7	124,2	0,4%	-	45,2	-	124,7	169,4	-26%
<b>EBIT</b>	<b>463,7</b>	<b>436,5</b>	<b>6,2%</b>	-	<b>110,3</b>	-	<b>463,7</b>	<b>546,9</b>	<b>-15%</b>
<b>Margem Bruta IFRS</b>	<b>973,2</b>	<b>928,8</b>	<b>4,8%</b>	-	<b>302,4</b>	-	<b>973,2</b>	<b>1.231,2</b>	<b>-21%</b>
Desvio Tarifário <sup>1)</sup>	64,3	63,9	0,6%	-	30,3	-	64,3	94,2	-32%
Desvios Periodos Anteriores <sup>2)</sup>	(104,4)	(128,6)	-19%	-	(32,1)	-	(104,4)	(160,7)	-35%
Outros	25,8	19,1	35%	-	(30,6)	-	25,8	(11,5)	-
<b>Margem Bruta Brasil GAAP</b>	<b>958,8</b>	<b>883,2</b>	<b>8,6%</b>	-	<b>270,0</b>	-	<b>958,8</b>	<b>1.153,1</b>	<b>-17%</b>
<b>Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)</b>	<b>114,4</b>	<b>161,8</b>	<b>-29%</b>	-	-	-	<b>114,4</b>	<b>161,8</b>	<b>-29%</b>
<b>Capex (R\$ M)</b>	<b>228,0</b>	<b>239,1</b>	<b>-4,6%</b>	-	<b>92,4</b>	-	<b>228,0</b>	<b>331,4</b>	<b>-31%</b>

Distribuição	9M09	9M08	% Δ	Abs. Δ
<b>Número de Clientes (Milhares)</b>	<b>2.620,9</b>	<b>2.564,2</b>	<b>2,2%</b>	<b>+57</b>
Bandeirante	1.434,7	1.432,3	0,2%	+2
Escelsa	1.186,1	1.131,8	4,8%	+54
<b>Electricidade Distribuída (GWh)</b>	<b>15.529</b>	<b>16.802</b>	<b>-7,6%</b>	<b>-1.273</b>
Bandeirante	9.747	10.198	-4,4%	-451
Escelsa	5.782	6.604	-12%	-822
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	5.273	6.647	-21%	-1.374
<b>Electricidade Vendida (GWh)</b>	<b>10.256</b>	<b>10.155</b>	<b>1,0%</b>	<b>+101</b>
<b>Bandeirante</b>	<b>6.326</b>	<b>6.294</b>	<b>0,5%</b>	<b>+32</b>
Resid., Comercial e Outros	4.187	4.000	4,7%	+187
Industrial	2.139	2.294	-6,7%	-154
<b>Escelsa</b>	<b>3.930</b>	<b>3.861</b>	<b>1,8%</b>	<b>+69</b>
Resid., Comercial e Outros	3.230	3.067	5,3%	+163
Industrial	700	794	-12%	-94
<b>Perdas Técnicas de Electr.</b>				
Bandeirante	5,1%	5,2%	-2,6%	-
Escelsa	8,8%	8,7%	1,7%	-
<b>Perdas Comerciais de Electr.</b>				
Bandeirante	5,9%	5,7%	3,7%	-
Escelsa	5,9%	5,6%	6,5%	-
<b>Empregados (#)</b>	<b>2.026</b>	<b>2.038</b>	<b>-0,6%</b>	<b>-12</b>
Bandeirante+Escelsa	2.026	2.038	-0,6%	-12

A **margem bruta** da distribuição nos 9M09 diminuiu 21% devido à exclusão da Enersul do perímetro de consolidação. Considerando apenas a Bandeirante e a Escelsa (Band+Esc), a margem bruta subiu 5% e numa base normalizada aumentou 8% em relação a igual período do ano anterior, devido:

**O volume de energia vendida pela Band+Esc subiu 1% nos 9M09.** O volume vendido ao segmento industrial caiu 8% vs. 9M08 nos 9M09, mas cresceu 4% vs. 2T09 no 3T09, demonstrando já alguns sinais de recuperação. No segmento residencial e comercial, o volume vendido cresceu 5% vs. 9M08 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 que as mesmas variações nos residenciais/comerciais. Em relação à energia distribuída em mercado, os volumes diminuíram 21% vs. 9M08 nos 9M09 motivado pela diminuição de consumo dos grandes clientes industriais, nomeadamente o sector mineiro, químico e metalúrgico fornecido directamente pelo mercado grossista. De realçar que o volume de electricidade distribuído a clientes no mercado livre apresentaram também significativos sinais de recuperação no 3T09, crescendo 21% vs. 2Q09.

O **actual período regulatório** para as nossas empresas de distribuição vigora até Jul-10 para a Escelsa e até Set-11 para a Bandeirante, onde foi fixada uma taxa de remuneração dos activos de 15% após impostos. Relativamente à base de custos aceite, as duas empresas de distribuição estavam a ser remuneradas baseadas em parâmetros preliminares. A base de custos definitiva para o actual período regulatório foi apenas definida em Ago-09 e Out-09 para a Escelsa e Bandeirante, respectivamente, implicando uma revisão em baixa da base de custos preliminarmente aceite, com impacto negativo de R\$35M, a ser devolvido ao sistema através das tarifas nos próximos 12 meses.

**Em IFRS, a margem bruta aumentou 5%** vs. os 9% 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 19% de R\$129M nos 9M08 para R\$104M nos 9M09. O **desvio tarifário do período** foi negativo em R\$64M devido a aquisições de energia acima do preço definido pelo regulador na composição da tarifa. Em Set-09, os recebimentos futuros da act. regulada a serem recuperados totalizaram R\$114M.

**Custos operacionais** na Band+Esc cresceram 4% relativamente ao período homólogo. Isto foi motivado por um aumento dos fornecimentos e serviços externos devido a um aumento dos custos de manutenção das rede, leitura de contadores. Outros custos operacionais (líquidos) cresceram devido ao aumento das provisões para cobranças duvidosas (+R\$15M). Os Custos com pessoal apresentaram uma queda comprovando os resultados dos programas de eficiência em curso.

O **investimento operacional** diminuiu 7% 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 do mix de electricidade distribuída, um segmento que apresenta taxas de perda de electricidade estruturalmente mais elevadas.

<sup>(1)</sup> 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

<sup>(2)</sup> 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		
	9M09	9M08	Δ 09/08
<b>Margem Bruta</b>	<b>596,4</b>	<b>480,0</b>	<b>24%</b>
Forn. e serviços externos	34,9	25,1	39%
Custos com Pessoal	25,3	18,4	38%
Custos com benefícios Sociais	3,0	1,0	-
Outros custos operac. (Líquidos)	12,1	12,6	-4%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>75,2</b>	<b>57,1</b>	<b>32%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>521,2</b>	<b>422,8</b>	<b>23%</b>
Provisões	0,9	0,3	-
Deprec. e Amortizações líquidas	103,4	62,7	65%
<b>EBIT</b>	<b>417,0</b>	<b>359,9</b>	<b>16%</b>

Produção	9M09	9M08	Δ 09/08
<b>Margem Bruta (R\$ Milhões)</b>	<b>596,4</b>	<b>480,0</b>	<b>24%</b>
Lajeado	257,5	88,3	192%
Peixe Angical	206,2	242,2	-15%
Energset (14 Centrais Hídricas)	132,7	149,4	-11%
<b>Cap. Instalada - Hídrica (MW)</b>	<b>1.725,2</b>	<b>1.696,2</b>	<b>1,7%</b>
Lajeado	902	902	-
Peixe Angical	452	452	-
Energset (14 Centrais Hídricas)	371	342	8,5%
<b>Energia Vendida (GWh)</b>	<b>5.789,3</b>	<b>4.547,7</b>	<b>27%</b>
<b>Energia Produzida (GWh)</b>	<b>5.097,0</b>	<b>3.646,5</b>	<b>40%</b>
Lajeado	2.384,7	990,2	141%
Peixe Angical	1.507,9	1.581,5	-4,7%
Energset (14 Centrais Hídricas)	1.204,5	1.074,8	12%
<b>Preço Médio de Venda (R\$/MWh)</b>	<b>118,5</b>	<b>115,6</b>	<b>2,6%</b>
Lajeado	106,3	94,9	12%
Peixe Angical	149,0	135,3	10%
Energset (14 Centrais Hídricas)	105,2	106,8	-1%
<b>Investimento Operac. (R\$ Milhões)</b>	<b>225,5</b>	<b>138,1</b>	<b>63%</b>
Lajeado	5,4	4,5	19%
Peixe Angical	14,5	9,3	55%
Energset (13 Centrais Hídricas)	5,7	19,9	-72%
Nova Capacidade	200,0	104,4	91%
<b>Empregados (#)</b>	<b>251</b>	<b>230</b>	<b>+21</b>

Comercialização	9M09	9M08	Δ 09/08
Margem Bruta (R\$ Milhões)	45,3	58,5	-22%
Custos Operacionais (R\$ Milhões)	19,1	19,1	0%
EBITDA (R\$ Milhões)	26,1	39,2	-33%
Vendas Electricidade (GWh)	6.242,8	5.361,5	16,4%
Número de Clientes (#)	107,0	108,0	-1%

## PRODUÇÃO:

A **margem bruta** aumentou 24% relativamente ao período homólogo. Como resultado da conclusão da permuta de activos, a partir de Ago-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 nos 9M09 de R\$181M. Excluído a alteração do método de consolidação e os ganhos extraordinários nos 9M08, a margem bruta aumentou 3%.

A **capacidade instalada** aumentou 2% vs. 9M08 (+29MW) no seguimento do início de actividade da mini-hídrica de Santa Fé em Jun-09.

**Volume vendido vs. produzido:** Nos 9M08, o volume de energia vendido foi 25% mais alto que o volume produzido nas nossas centrais, reflectindo elevados volumes de energia vendida nos 9M08 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 extraordinário permitiu à nossa actividade de geração obter ganhos não recorrentes de R\$77M ao nível da margem bruta. 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.

**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 12% e 10% respectivamente, o que compensou a queda no preço médio na Energset que engloba o impacto dos preços elevados no mercado spot no 1T08. A nova central hídrica Santa Fé vendeu em leilão uma média de 16 MW, ao preço de R\$137/MWh a ser actualizado à inflação para um período de 30 anos a iniciar em 2009.

Os **custos operacionais** cresceram 32% vs. 9M08 devido a um aumento nos custos com pessoal motivados pela operação de permuta de activos.

O **investimento operacional** cresceu 63%, impulsionado por um aumento de R\$98M do investimento de expansão (representa 87% do investimento total). O principal motivo é a construção da central a carvão de Pécem. Até ao final de 2009, é esperado um investimento na produção de R\$568M e R\$357M 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 "repasso" 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. Nos 9M09, o investimento operacional totalizou R\$48M. Este investimento representa um aumento de 21% relativamente à actual capacidade instalada.

Em relação a **nova capacidade hídrica**, a central de Santa Fé foi concluída em Jun-09, tendo o investimento nos 9M09 o montante de R\$36M. Adicionalmente, a ANEEL ratificou um aumento de potência 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. Nos 9M09, o investimento relativo a estes aumentos de potência totalizaram R\$33M.

## 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 materiais significativos no mercado energético. Nos 9M09, a **margem bruta** diminuiu de 22% relativamente ao período homólogo, devido à existência no 1T08 de alguns ganhos não recorrentes relacionados com os preços anormalmente altos da energia no mercado "Spot" no período (R\$25M). Este impacto foi compensado pela reactivação do contrato de fornecimento com a Ampla retroagido a Abr-09 que originou uma margem adicional (+R\$15M). Este facto implicou um comportamento estável ao nível dos **custos operacionais**, visto que tivemos de registar a respectiva provisão pelo diferencial entre tarifa contratual e o valor anteriormente pago por este cliente(+R\$7M).



**Demonstrações de Resultados**

# Demonstração de Resultados por Área de Negócio



<b>9M09</b> (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
<b>Margem Bruta</b>	<b>754,5</b>	<b>634,8</b>	<b>1.316,0</b>	<b>435,0</b>	<b>567,4</b>	<b>(28,9)</b>	<b>3.678,9</b>
Fornecimentos e serviços externos	61,7	101,6	285,9	103,5	84,1	(107,0)	529,8
Custos com pessoal	48,8	41,8	156,2	30,3	54,7	76,6	408,3
Custos com benefícios sociais	26,3	1,5	68,3	0,3	13,5	0,1	110,1
Rendas de concessão	3,9	-	179,7	3,6	-	(0,9)	186,2
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(3,6)	20,3	(3,4)	(71,2)	28,2	47,1	17,4
<b>Custos Operacionais</b>	<b>137,1</b>	<b>165,2</b>	<b>686,6</b>	<b>66,5</b>	<b>180,5</b>	<b>15,8</b>	<b>1.251,8</b>
<b>EBITDA</b>	<b>617,4</b>	<b>469,6</b>	<b>629,4</b>	<b>368,5</b>	<b>387,0</b>	<b>(44,8)</b>	<b>2.427,1</b>
Provisões	1,4	4,6	2,2	(0,1)	7,6	18,3	34,0
Depreciações e Amortizações líquidas <sup>(1)</sup>	196,9	127,2	245,3	219,9	83,1	48,6	921,0
<b>EBIT</b>	<b>419,0</b>	<b>337,8</b>	<b>381,9</b>	<b>148,8</b>	<b>296,3</b>	<b>(111,7)</b>	<b>1.472,2</b>

<b>9M08</b> (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	Eólico	Brasil	Outros e Ajustamentos	Grupo EDP
<b>Margem Bruta</b>	<b>808,6</b>	<b>451,7</b>	<b>1.391,6</b>	<b>360,6</b>	<b>682,7</b>	<b>(13,7)</b>	<b>3.681,5</b>
Fornecimentos e serviços externos	62,9	101,2	264,6	70,6	112,9	(82,0)	530,1
Custos com pessoal	54,6	41,7	162,5	25,1	77,5	73,5	434,9
Custos com benefícios sociais	25,3	1,6	94,1	0,8	15,0	(2,8)	134,1
Rendas de concessão	3,6	2,6	170,7	3,3	-	(3,3)	176,9
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(5,2)	21,0	(22,8)	(45,7)	23,3	64,7	35,4
<b>Custos Operacionais</b>	<b>141,2</b>	<b>168,1</b>	<b>669,0</b>	<b>54,1</b>	<b>228,8</b>	<b>50,1</b>	<b>1.311,4</b>
<b>EBITDA</b>	<b>667,4</b>	<b>283,6</b>	<b>722,6</b>	<b>306,5</b>	<b>454,0</b>	<b>(63,9)</b>	<b>2.370,1</b>
Provisões	0,1	17,9	4,4	0,4	7,6	(1,8)	28,5
Depreciações e Amortizações líquidas <sup>(1)</sup>	192,2	93,9	239,8	147,1	143,6	59,1	875,6
<b>EBIT</b>	<b>475,1</b>	<b>171,9</b>	<b>478,4</b>	<b>159,0</b>	<b>302,8</b>	<b>(121,2)</b>	<b>1.466,0</b>

<sup>(1)</sup> 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	2.706,5	-
Vendas de gás	336,0	254,3	288,1	348,5	316,3	199,8	177,9	-
Outras vendas	17,2	10,1	75,0	34,2	12,6	20,4	18,7	-
Prestação de serviços	25,7	35,6	31,9	68,0	37,9	44,9	62,8	-
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>3.531,6</b>	<b>3.188,7</b>	<b>3.542,3</b>	<b>3.631,6</b>	<b>3.233,3</b>	<b>2.656,5</b>	<b>2.965,9</b>	-
Electricidade	1.694,0	1.563,3	1.693,0	1.677,0	1.464,8	1.045,2	1.343,9	-
Gás	218,6	167,0	167,2	270,3	218,3	128,0	98,5	-
Combustíveis	351,7	255,0	427,0	448,8	272,3	273,4	287,3	-
Materiais diversos e mercadorias	8,9	16,6	18,6	19,9	17,1	16,8	11,1	-
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>2.273,2</b>	<b>2.001,9</b>	<b>2.305,8</b>	<b>2.415,9</b>	<b>1.972,5</b>	<b>1.463,5</b>	<b>1.740,8</b>	-
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.258,3</b>	<b>1.186,7</b>	<b>1.236,5</b>	<b>1.215,7</b>	<b>1.260,8</b>	<b>1.193,0</b>	<b>1.225,1</b>	-
Fornecimentos e serviços externos	170,6	184,6	174,9	205,7	165,5	187,9	176,3	-
Custos com pessoal	148,5	153,0	133,4	138,7	141,3	142,5	124,5	-
Custos com benefícios sociais	29,1	28,7	76,2	27,1	35,4	30,6	44,1	-
Rendas de concessão	59,1	58,4	59,3	58,8	61,8	62,5	61,9	-
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	42,3	(14,0)	7,1	0,5	7,6	8,0	1,8	-
<b>Custos Operacionais</b>	<b>449,6</b>	<b>410,8</b>	<b>450,9</b>	<b>430,9</b>	<b>411,7</b>	<b>431,5</b>	<b>408,5</b>	-
<b>EBITDA</b>	<b>808,7</b>	<b>775,9</b>	<b>785,6</b>	<b>784,8</b>	<b>849,1</b>	<b>761,4</b>	<b>816,6</b>	-
Provisões	0,3	17,2	11,0	3,6	4,7	14,1	15,2	-
Amortizações	293,1	355,0	309,2	348,3	338,5	327,8	337,5	-
Compensação de Amortizações	(26,6)	(27,8)	(27,3)	(31,9)	(26,2)	(27,7)	(29,0)	-
<b>EBIT</b>	<b>541,8</b>	<b>431,6</b>	<b>492,6</b>	<b>464,9</b>	<b>532,1</b>	<b>447,2</b>	<b>492,8</b>	-
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financ.	27,0	454,6	1,3	(1,1)	12,9	15,0	2,8	-
Resultados financeiros	(184,3)	(327,1)	(182,3)	(249,0)	(165,5)	(121,7)	(92,1)	-
Resultados em associadas	9,8	9,2	8,5	7,2	4,6	9,1	7,2	-
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>394,2</b>	<b>568,2</b>	<b>320,2</b>	<b>222,0</b>	<b>384,1</b>	<b>349,6</b>	<b>410,6</b>	-
IRC e Impostos diferidos	92,8	91,3	57,4	42,4	88,0	105,5	115,6	-
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	(8,5)	0,0	-	-	-	-	-
Resultado Líquido do Exercício	301,4	468,5	262,8	179,6	296,1	244,1	295,0	-
<b>Accionistas da EDP</b>	<b>263,3</b>	<b>439,7</b>	<b>236,9</b>	<b>151,9</b>	<b>265,3</b>	<b>214,1</b>	<b>268,6</b>	-
Interesses Minoritários	38,1	28,8	25,9	27,7	30,8	30,0	26,4	-

# Demonstração de Resultados por Área de Negócio



<b>9M09</b> (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>2.591,8</b>	<b>1.255,5</b>	<b>440,9</b>	<b>3.677,7</b>	<b>859,0</b>	<b>1.199,7</b>	<b>(1.168,9)</b>	<b>8.855,7</b>
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>1.356,6</b>	<b>1.183,5</b>	<b>5,8</b>	<b>2.523,1</b>	<b>615,5</b>	<b>632,2</b>	<b>(1.140,0)</b>	<b>5.176,8</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.235,2</b>	<b>72,0</b>	<b>435,0</b>	<b>1.154,6</b>	<b>243,5</b>	<b>567,4</b>	<b>(28,9)</b>	<b>3.678,9</b>
Fornecimentos e serviços externos	113,6	36,2	103,5	259,8	39,7	84,1	(107,0)	529,8
Custos com pessoal	79,4	8,3	30,3	138,6	20,5	54,7	76,6	408,3
Custos com benefícios sociais	27,6	0,2	0,3	67,9	0,4	13,5	0,1	110,1
Outros Custos Operacionais (Líquido)	20,3	(9,4)	(67,6)	172,8	13,2	28,2	46,1	203,6
<b>Custos Operacionais</b>	<b>240,7</b>	<b>35,3</b>	<b>66,5</b>	<b>639,1</b>	<b>73,8</b>	<b>180,5</b>	<b>15,8</b>	<b>1.251,8</b>
<b>EBITDA</b>	<b>994,5</b>	<b>36,8</b>	<b>368,5</b>	<b>515,5</b>	<b>169,7</b>	<b>387,0</b>	<b>(44,8)</b>	<b>2.427,1</b>
Provisões	8,6	(2,5)	(0,1)	1,9	0,2	7,6	18,3	34,0
Depreciações e Amortizações líquidas <sup>(1)</sup>	321,4	2,3	219,9	212,4	33,3	83,1	48,6	921,0
<b>EBIT</b>	<b>664,5</b>	<b>36,9</b>	<b>148,8</b>	<b>301,1</b>	<b>136,1</b>	<b>296,3</b>	<b>(111,7)</b>	<b>1.472,2</b>

<b>9M08</b> (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>3.050,8</b>	<b>924,2</b>	<b>371,1</b>	<b>4.585,1</b>	<b>1.011,3</b>	<b>1.438,3</b>	<b>(1.118,3)</b>	<b>10.262,5</b>
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>1.903,8</b>	<b>874,8</b>	<b>10,5</b>	<b>3.345,4</b>	<b>795,5</b>	<b>755,6</b>	<b>(1.104,6)</b>	<b>6.581,0</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.147,1</b>	<b>49,4</b>	<b>360,6</b>	<b>1.239,6</b>	<b>215,8</b>	<b>682,7</b>	<b>(13,7)</b>	<b>3.681,5</b>
Fornecimentos e serviços externos	114,5	36,3	70,6	242,1	35,7	112,9	(82,0)	530,1
Custos com pessoal	85,8	8,3	25,1	144,8	19,9	77,5	73,5	434,9
Custos com benefícios sociais	26,7	0,2	0,8	93,7	0,4	15,0	(2,8)	134,1
Outros Custos Operacionais (Líquido)	32,5	(18,7)	(42,4)	150,8	5,4	23,3	61,4	212,3
<b>Custos Operacionais</b>	<b>259,5</b>	<b>26,1</b>	<b>54,1</b>	<b>631,3</b>	<b>61,4</b>	<b>228,8</b>	<b>50,1</b>	<b>1.311,4</b>
<b>EBITDA</b>	<b>887,6</b>	<b>23,3</b>	<b>306,5</b>	<b>608,3</b>	<b>154,3</b>	<b>454,0</b>	<b>(63,9)</b>	<b>2.370,1</b>
Provisões	6,9	11,0	0,4	2,2	2,2	7,6	-1,8	28,5
Depreciações e Amortizações líquidas <sup>(1)</sup>	284,1	1,7	147,1	207,9	32,2	143,6	59,1	875,6
<b>EBIT</b>	<b>596,6</b>	<b>10,6</b>	<b>159,0</b>	<b>398,2</b>	<b>120,0</b>	<b>302,8</b>	<b>(121,2)</b>	<b>1.466,0</b>

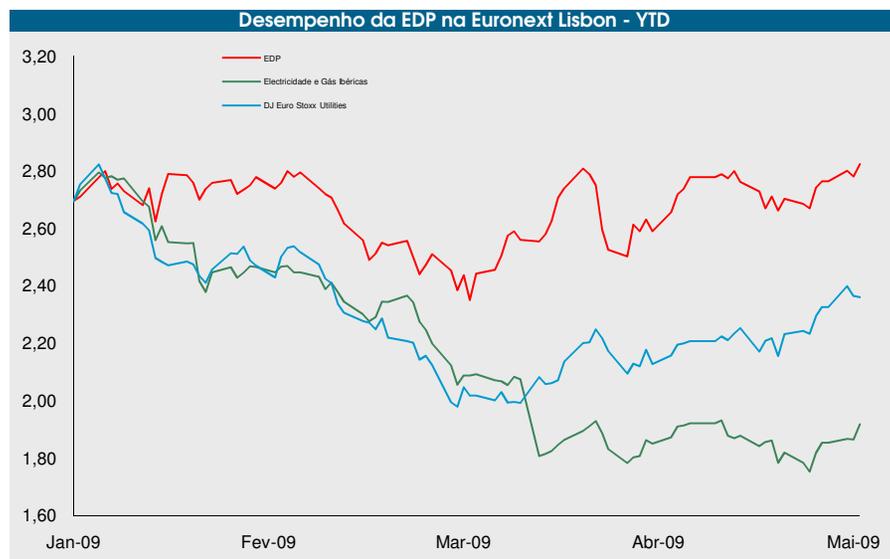
(1) Depreciações e amortizações líquidas de compensação de amortizações de activos subsidiados



**edp**

**Anexos**

# Desempenho da EDP na Bolsa



EDP em Bolsa	YTD	52W	2008
(28-10-2009)			
<b>Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)</b>			
Fecho	3,00	3,00	2,70
Max	3,22	3,22	4,76
Min	2,34	2,29	2,06
Média	2,85	2,81	3,52
<b>Liquidez da EDP na Euronext Lisbon</b>			
Volume de Negócios (€ M)	4.287,9	5.196,2	9.864,4
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	19,9	19,9	37,7
Volume Transaccionado (Milhões de Acções)	1.502,9	1.848,8	2.800,9
Volume Médio Diário (Milhões de Acções)	7,0	7,1	10,7
<b>Valor de Mercado da EDP</b>			
Capitalização Bolsista (€ M)	10.984	-	9.854
"Enterprise Value" (€ M)	27.831	-	25.935

## 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-18:** EDP Renováveis adquire 532MW em projectos eólicos no Rio Grande do Sul
- Mar-11:** Adjudicação à Iberdrola da gestão temporária das centrais hidroeléctricas de Aguieira 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
- Ago-04:** Standard&Poor's confirma o rating da EDP em 'A-' e revê "outlook " de estável para negativo
- Ago-05:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP Escelsa em 15,12%
- Set-01:** EDP Renováveis estabelece novo tipo de estrutura "Tax Equity" para 101 MW nos EUA e encaixa \$102 milhões
- Set-03:** EDP mantém-se a única empresa portuguesa a integrar os índices Dow Jones de Sustentabilidade World e Stoxx em 2009
- Set-23:** EDP emite valores mobiliários representativos de dívida no montante de USD 1 000 000
- Out-7:** EDP Bandeirante: ANEEL aprova parâmetros definitivos para o período regulatório Out-07/Out-11

# EDP - Capacidade instalada & Produção de electricidade



Capacidade Instalada - MW <sup>(1)</sup>	9M09	9M08	Δ MW	Δ 09/08
<b>Produção Contratada LP (PPAs/CMECs)</b>	<b>6.987</b>	<b>6.990</b>	<b>-3</b>	<b>0%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>4.094</b>	<b>4.094</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Fio de água	1.860	1.860	-	-
Albufeira	2.234	2.234	-	-
<b>Carvão</b>	<b>1.180</b>	<b>1.183</b>	<b>-3</b>	<b>-</b>
Sines	1.180	1.183	-3	-
<b>Fuel</b>	<b>1.713</b>	<b>1.713</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Setúbal	946	946	-	-
Carregado	710	710	-	-
Barreiro	56	56	-	-
<b>Regime Especial (Ex-Eólico)</b>	<b>457</b>	<b>435</b>	<b>21</b>	<b>5%</b>
Mini-Hídricas	160	160	-0	-
Cogeração+Resíduos	257	258	-1	-
Biomassa	40	18	22	-
<b>Produção Liberalizada de Electricidade</b>	<b>5.096</b>	<b>5.096</b>	<b>-</b>	<b>0%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>910</b>	<b>910</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Portugal	484	484	-	-
Espanha	426	426	-	-
<b>Carvão</b>	<b>1.460</b>	<b>1.460</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Aboño I	342	342	-	-
Aboño II	536	536	-	-
Soto Ribera II	236	236	-	-
Soto Ribera III	346	346	-	-
<b>CCGT</b>	<b>2.405</b>	<b>2.405</b>	<b>-</b>	<b>0%</b>
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-	-
Castelón (2 grupo)	811	811	-	-
Soto IV (1 grupo)	418	418	-	-
<b>Nuclear</b>	<b>156</b>	<b>156</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Trillo	156	156	-	-
<b>Fuel</b>	<b>165</b>	<b>165</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Tunes	165	165	-	-
<b>Eólico (Maior detalhe na página 16)</b>	<b>4.882</b>	<b>3.502</b>	<b>1.379</b>	<b>39%</b>
Europa	2.573	2.005	568	28%
EUA	2.295	1.497	798	53%
Brasil	14	-	14	-
<b>Brasil (Ex-Eólico)</b>	<b>1.725</b>	<b>1.696</b>	<b>29</b>	<b>2%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>1.725</b>	<b>1.696</b>	<b>29</b>	<b>2%</b>
Lajeado	902	902	-	-
Peixe Angical	452	452	-	-
Energest	371	342	29	-
<b>TOTAL</b>	<b>19.147</b>	<b>17.720</b>	<b>1.427</b>	<b>8%</b>

Produção de Electricidade (GWh)	9M09	9M08	Δ GWh	Δ 09/08
<b>Produção Contratada LP (PPAs/CMECs)</b>	<b>12.176</b>	<b>9.448</b>	<b>2.729</b>	<b>29%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>4.974</b>	<b>4.677</b>	<b>297</b>	<b>6%</b>
Fio de água	3.299	3.011	288	-
Albufeira	1.675	1.666	9	-
<b>Carvão</b>	<b>6.943</b>	<b>4.545</b>	<b>2.398</b>	<b>53%</b>
Sines	6.943	4.545	2.398	-
<b>Fuel</b>	<b>259</b>	<b>225</b>	<b>34</b>	<b>15%</b>
Setúbal	185	170	15	-
Carregado	-3	-8	4	-
Barreiro	77	62	15	-
<b>Regime Especial (Ex-Eólico)</b>	<b>1.525</b>	<b>1.393</b>	<b>132</b>	<b>9%</b>
Mini-Hídricas	237	130	107	-
Cogeração+Resíduos	1.204	1.228	-24	-
Biomassa	83	34	49	-
<b>Produção Liberalizada de Electricidade</b>	<b>14.262</b>	<b>14.902</b>	<b>-640</b>	<b>-4%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>1.127</b>	<b>947</b>	<b>180</b>	<b>19%</b>
Portugal	484	419	65	-
Espanha	643	527	116	-
<b>Carvão</b>	<b>4.834</b>	<b>4.417</b>	<b>417</b>	<b>9%</b>
Aboño I	1.017	1.225	-208	-
Aboño II	2.604	2.472	132	-
Soto Ribera II	510	294	216	-
Soto Ribera III	704	425	278	-
<b>CCGT</b>	<b>7.507</b>	<b>8.680</b>	<b>-1.173</b>	<b>-14%</b>
Ribatejo (3 grupos)	4.852	5.895	-1.043	-
Castelón (2 grupo)	1.622	2.663	-1.041	-
Soto IV (1 grupo)	1.032	121	911	-
<b>Nuclear</b>	<b>795</b>	<b>859</b>	<b>-64</b>	<b>-7%</b>
Trillo	795	859	-64	-
<b>Fuel</b>	<b>-0</b>	<b>-0</b>	<b>-0</b>	<b>-</b>
Tunes	-0	-0	-0	-
<b>Eólico</b>	<b>7.295</b>	<b>5.353</b>	<b>1.942</b>	<b>36%</b>
Europa	3.225	2.776	448	16%
EUA	4.050	2.576	1.474	57%
Brasil	19	-	19	-
<b>Brasil (Ex-Eólico)</b>	<b>5.097</b>	<b>3.647</b>	<b>1.450</b>	<b>40%</b>
<b>Hídrico</b>	<b>5.097</b>	<b>3.647</b>	<b>1.450</b>	<b>40%</b>
Lajeado	2.385	990	1.395	-
Peixe Angical	1.508	1.582	-74	-
Energest	1.204	1.075	130	-
<b>TOTAL</b>	<b>40.355</b>	<b>34.741</b>	<b>5.614</b>	<b>16%</b>

<sup>(1)</sup> 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)	
	9M09	9M08	9M09	9M08	9M09	9M08
<b>TOTAL PPA's/ CMECs</b>	<b>6.369</b>	<b>4.421</b>			<b>7.553</b>	<b>5.118</b>
Carvão	6.027	4.088	0,87	0,90	6.943	4.545
Fuel Oil + Gás Natural	342	333	0,56	0,58	610	573
<b>TOTAL PRODUÇÃO LIBERALIZADA</b>	<b>8.465</b>	<b>8.619</b>			<b>12.340</b>	<b>13.096</b>
Carvão	5.700	5.578	1,18	1,26	4.834	4.417
CCGT	2.764	3.041	0,37	0,35	7.507	8.680
<b>REGIME ESPECIAL</b>	<b>744</b>	<b>754</b>	<b>0,27</b>	<b>0,29</b>	<b>2.733</b>	<b>2.592</b>
<b>TOTAL PRODUÇÃO TÉRMICA</b>	<b>15.578</b>	<b>13.794</b>	<b>0,69</b>	<b>0,66</b>	<b>22.627</b>	<b>20.807</b>
<b>PRODUÇÃO LIVRE EMISSÕES CO2</b>					<b>18.730</b>	<b>14.753</b>
<b>TOTAL PRODUÇÃO</b>			<b>0,38</b>	<b>0,39</b>	<b>41.357</b>	<b>35.560</b>