



Resultados 2009

Direcção de Relação com Investidores

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

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

Webcast da Conferência de Imprensa em Português

4 de Março às 17 horas com acesso disponível em directo a partir de:
www.edp.pt

Lisboa, 4 de Março de 2010

Índice



Resultados 2009 da EDP: Destaques	- 3 -
Decomposição do EBITDA	- 4 -
Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA	- 5 -
Investimento Operacional	- 6 -
Cash Flow	- 7 -
Balanço Consolidado	- 8 -
Dívida Financeira Líquida Consolidada	- 9 -
Áreas de Negócio	
Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico	- 11 -
Produção Contratada L.P. no Mercado Ibérico: CAEs/CMECs e Regime Especial	- 12 -
Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico	- 13 -
EDP Renováveis	- 16 -
Distribuição de Electricidade e Comercialização de Último Recurso em Portugal	- 19 -
Distribuição de Electricidade em Espanha	- 20 -
Gás - Actividade Regulada	- 21 -
Brasil - Energias do Brasil	- 22 -
Demonstrações de Resultados & Anexos	- 26 -

Resultados 2009 da EDP: Destaques



As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Demonstração Resultados (€ M)	2009	2008	% Δ	Δ Abs.
Margem bruta	5.105	4.897	4,2%	+208
Fornecimentos e serviços externos	768	736	4,4%	+32
Custos com pessoal	540	574	-5,9%	-34
Custos com benefícios sociais	158	161	-1,8%	-3
Rendas de concessão	249	236	5,5%	+13
Outros custos operacionais (líquidos)	27	36	-24%	-9
Custos operacionais	1.742	1.742	0,0%	+0
EBITDA	3.363	3.155	6,6%	+208
Provisões	75	32	133%	+43
Depreciações e Amortizações líquidas ⁽¹⁾	1.319	1.193	11%	+126
EBIT	1.970	1.930	2,1%	+40
Resultado da alien. de act. financeiros	60	482	-88%	-422
Resultados financeiros	(487)	(943)	48%	+456
Resultados em associadas	25	35	-27%	-10
Resultado antes de impostos	1.568	1.504	4%	+64
IRC e Impostos diferidos	400	284	41%	+116
Operações em descontinuação	-	(8)	-	+8
Resultado Líquido do Exercício	1.168	1.212	-3,6%	-44
Accionistas da EDP	1.024	1.092	-6,2%	-68
Interesses Minoritários	144	120	19,9%	+24

Dados-chave Operacionais	2009	2008	% Δ	Δ Abs.
Empregados (#)	12.096	12.245	-1,2%	-149
Capacidade Instalada (MW)	20.623	18.589	11%	+2.035

Dados-Chave Financeiros (€ M)	2009	2008	% Δ	Δ Abs.
FFO	2.310	2.150	7%	+160
Investimento Operacional	3.235	3.618	-11%	-383
Manutenção	678	780	-13%	-101
Expansão	2.556	2.839	-10%	-282
Investimentos financeiros Líquidos	133	-1.363	-	+1.496

Dados-chave de Balanço (€ m)	Dez-09	Dez-08	% Δ	Δ Abs.
"Equity Value"Contabilístico	7.291	6.367	15%	+924
Dívida Líquida	14.007	13.890	0,8%	+117
Rec. Futuros da Act. Regulada	596	1.893	-69%	-1.297
Dívida Líquida/EBITDA (x)	4,2	4,4	-5,3%	-0,2
Dívida Líquida Ajustada (2) /EBITDA (x)	3,9	3,8	2,5%	+0,1

O **EBITDA consolidado** subiu 7%, para €3.363M em 2009, impulsionado por um acréscimo de 19% no 4T09 (vs 4T08). Em 2009, as principais áreas impulsionadoras de crescimento foram: (1) actividades liberalizadas na P. Ibérica (+€240M, reflectindo o sucesso da nossa estratégia comercial e de hedging, a par das vantagens proporcionadas pela flexibilidade das nossas centrais de produção) e pelo negócio eólico (+€105M, suportado por adições de capacidade). Por sua vez, o EBITDA de actividades reguladas (-€89M) e de produção contratada LP (-€17M) foram afectados por menores resultados não-recorrentes. Em 2009, a capacidade instalada cresceu 11% para 20,6GW suportada por aumentos de capacidade eólica (+1.091MW) e em CCGT (+863MW). **O EBITDA recorrente cresceu 13% para €3.361m em 2009.**

Os **custos operacionais** ficaram estáveis, em €1.742M, uma vez que os ganhos de eficiência alcançados no programa OPEX em 2009 (€109M) permitiram compensar os custos decorrentes do aumento de actividade. Os custos com FSEs cresceram 4%, para €768M, corolário do aumento da actividade. Os custos com pessoal recuaram 6%, fruto do recente esforço de reestruturação, nomeadamente em Portugal. Os custos com benefícios sociais caíram 2%, reflectindo menores custos de reestruturação em 2009 (€40M em 2009 vs €49M em 2008). Os outros custos operacionais desceram 24%, suportados por proveitos decorrentes de parcerias societárias com investidores institucionais nos EUA e por menores custos com *CO₂ clawback* em Espanha.

As **depreciações e amortizações líquidas** subiram 11% (€126M), para €1.319M, impulsionadas pela nova capacidade instalada. Adicionalmente, importa referir alguns impactos negativos não-recorrentes observados no Brasil: (1) em 2009, foram registados €44M de amortização acelerada de direitos de concessão relacionada com a oferta de distribuição pública secundária de 9,76% de acções próprias; e (2) em 2008, foram registados €50M relativos a uma amortização acelerada nos direitos de concessão da Enersul associada à perda de valor dos activos afectos à Enersul decorrente das alterações regulatórias ocorridas em 2008.

O **resultado financeiro** subiu 48%, para -€487M em 2009, reflectindo: (1) juros financeiros líquidos pagos mais baixos (-33%), proporcionados por uma descida (-160 pb) do custo médio da dívida, de 5,6% para 4,0%; (2) outros custos financeiros mais baixos resultantes de uma menor desvalorização em mercado das nossas participações financeiras no BCP e na Sonaecom (€29M em 2009 vs. €289M em 2008).

O **resultado líquido** recuou 6% no período, para €1.024M em 2009, devido essencialmente à contabilização, em 2008, de um ganho de capital não recorrente de €405M resultante da diluição da participação da EDP na EDP Renováveis, no seguimento da Oferta Pública Inicial. **No ano 2008, o resultado líquido ajustado de impactos não recorrentes ascendeu a €925M, o que se reflecte num crescimento anual do resultado líquido recorrente de 11%.**

Em 2009, o **FFO** ("Fundos das Operações") aumentou 7%, para €2.310M, reflectindo: (1) aumento de capacidade em 11%; (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 €3.235M, 79% do qual referente a projectos de expansão. Adicionalmente, até Dez-09, a EDP investiu €2,2MM em 3.200MW em construção e direitos de concessão hídrica. Os **recebimentos futuros relacionados com a actividade regulada** diminuíram de €1.893M em Dez-08 para €596M em Dez-09 com base na venda sem recurso do direito de receber o défice tarifário de Portugal (€1,2MM em Mar-09 e €0,5MM em Dez-09). A **dívida líquida** em Dez-09 manteve-se estável face a 2008, nos €14,0MM.

No final de 2009, a dívida líquida/EBITDA da EDP foi 3,9x, excluindo os activos regulatórios e a compra de activos à Gas Natural. Em 2009, 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 de uma linha de crédito de €1,3MM 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 (Set-09). A **posição em depósitos e linhas de crédito disponíveis** em Dez-09 ascende a €4,6MM, o que permite satisfazer as necessidades de financiamento esperadas para 2010 e 2011.

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

(2) Excluindo recebimentos futuros relacionados com a actividade regulada e aquisição de activos à Gas Natural.

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	2009	2008	Δ %	Δ Abs.	1T08	2T08	3T08	4T08	1T09	2T09	3T09	4T09
Produção Contratada LP	832,2	849,3	-2%	(17)	227,5	222,9	212,7	193,5	220,2	204,6	192,7	214,8
Actividades Liberalizadas	633,4	393,5	61%	240	98,4	91,5	83,0	112,5	161,0	129,2	179,4	163,8
Redes Reguladas P. Ibérica	852,4	941,6	-9%	(89)	228,1	230,0	265,7	235,4	218,4	191,0	220,0	223,0
Eólico	542,5	437,9	24%	105	125,5	101,2	79,7	131,4	154,4	116,4	97,7	174,0
Brasil	550,2	562,3	-2%	(12)	160,7	137,0	156,3	108,3	111,9	124,0	151,0	163,2
Outros	(47,9)	(29,6)	-62%	(18)	(31,5)	(6,8)	(11,8)	3,6	(16,8)	(3,8)	(24,2)	(3,1)
Consolidado	3.362,9	3.154,9	6,6%	208	808,7	775,9	785,6	784,8	849,1	761,4	816,6	935,8



O EBITDA consolidado da EDP aumentou 7% (+€208M) no período para €3.363M em 2009. No 4T09, o EBITDA cresceu 19% em relação ao período homólogo. Excluindo os impactos não recorrentes, o EBITDA aumentou 13%, de €2.986M em 2008 para €3.361M em 2009.

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA PENÍNSULA IBÉRICA - O EBITDA diminuiu 2% (ou €17M) no período em 2009, reflectindo perdas não recorrentes de €34M (vs. ganhos de €14M em 2008), relacionadas essencialmente com a compra de combustíveis, e um aumento dos custos de reestruturação de RH (€22M em 2009 vs. €12M em 2008). De notar que devido a uma 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 5% no período para €888M em 2009**, devido a: i) um aumento da margem bruta contratada, proporcionado pelas novas instalações de DeSox da central a carvão de Sines (em regime de CAE/CMEC); ii) níveis de disponibilidade e eficiência superiores aos contratados nas nossas centrais térmicas; iii) um alargamento do perímetro de consolidação da produção em regime especial; a iv) um apertado controlo de custos.

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA PENÍNSULA IBÉRICA – O EBITDA aumentou 61% (+€240M) no período, suportado por um aumento de 39% (ou €236M) da margem bruta: i) a margem bruta da actividade de produção e comercialização liberalizada aumentou €215M, impulsionada por um aumento do volumes comercializados a clientes finais, a margens atractivas resultantes da estratégia de *hedging* adoptada em 2008, a uma redução dos custos da electricidade vendida resultante de um aumento das compras de energia na *pool*, e a um aumento das receitas relacionadas com garantia de potência, serviços de sistema, proveitos em mercados de restrições e desvios (beneficiando da flexibilidade das nossas centrais); ii) a margem bruta da comercialização de gás aumentou €22M, 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 levada a cabo pela EDP de contratação a prazo das vendas de electricidade, fixando as margens, resultou num aumento anual de 5% da margem unitária desta actividade, para €18,5/MWh. O volume de electricidade comercializada aos clientes finais (retalho) aumentaram 68%, reflectindo o crescimento do mercado liberalizado em Portugal e em Espanha. Apesar da queda de 22% no custo de produção de electricidade, a nossa produção no mercado liberalizado recuou 11%, reflectindo um custo de compra de electricidade na *pool* inferior ao custo de produção. Em consequência, as nossas vendas de electricidade a clientes finais em 2009 representaram 119% da produção das nossas centrais liberalizadas.

REDES REGULADAS PENÍNSULA IBÉRICA – O EBITDA diminuiu 9% (-€89M) no período, reflectindo o desempenho das nossas actividade distribuição de electricidade e gás em Portugal. **O EBITDA recorrente das nossas actividades de redes reguladas na Península Ibérica aumentou 10% no período, para €835M em 2009.** O EBITDA da distribuição de electricidade em Portugal (c70% do EBITDA das actividades de redes reguladas na Península Ibérica) diminuiu 14% (-€98M) no período para €590M em 2009. O EBITDA recorrente, excluindo ajustamentos e desvios tarifários de anos anteriores⁽¹⁾ (€15M em 2009 vs. €195M em 2008) e custos com a reestruturação de RH (€13M em 2009 vs. €38M em 2008), aumentou 11% no período, para €587M em 2009. O EBITDA das nossas actividades reguladas de gás na Península Ibérica diminuiu 8% (-€13M) no período para €158M em 2009, devido à contabilização em 2008 e 2009 de alguns itens não recorrentes. O EBITDA recorrente aumentou 4% para €161M em 2009: o bom desempenho da nossa actividade de distribuição de gás em Espanha foi essencialmente compensado pelo desempenho da nossa actividade de distribuição de gás em Portugal, penalizada pela revisão regulatória que ocorreu em Jul-08, e que estendeu o período de concessão mas diminuiu a margem bruta no curto prazo.

EÓLICO – O EBITDA da EDP Renováveis aumentou 24% (-€105M) no período para €543M em 2009, impulsionado por um aumento da margem bruta (+€122M). O desempenho da EDP Renováveis reflecte um aumento de 40% dos volumes produzidos, suportado por um aumento de 25% da capacidade instalada (para 5.491MW) e factores de utilização estáveis, mas também uma deterioração dos preços no mercado à vista em Espanha e nos EUA. O preço médio de venda da electricidade em Espanha caiu 17%, reflectindo uma quebra de 44% nos preços da *pool* e a contratação a prazo de vendas a preços superiores, que tiveram um impacto positivo de c€6,0/MWh. Nos EUA, o preço médio de venda diminuiu 2%: i) o preço médio de venda da energia eólica em mercado caiu 51%, reflectindo a deterioração dos preços de electricidade nos EUA; o que foi parcialmente compensado por ii) um aumento de 8% do preço médio dos contratos de venda de longo prazo (CAE), reflectindo os preços superiores dos últimos contratos adicionais ao nosso portfolio de CAE em 2008 e 2009.

BRASIL – Em 2009, a contribuição da Energias do Brasil para o EBITDA consolidado diminuiu 2% (-€12M), devido ao impacto negativo da depreciação em 5% da taxa de câmbio média do Real contra o Euro. O EBITDA em moeda local aumentou 3% (-R\$40M) para R\$1.531M em 2009. De notar que o EBITDA do 4T09 em moeda local cresceu 33% vs. 4T08, beneficiando de uma forte recuperação da procura de electricidade no 4T09, do impacto positivo dos reajustes tarifários anuais na Escelsa (Ago-09) e Bandeirante (Out-09) e de um aumento de volumes e preços de vendas na geração.

(1) 2009: reconhecimento de proveito regulatório de €15m (acerto ao desvio tarifário 2008); 2008: recuperação através das tarifas de desvios tarifários anos anteriores; reconhecimento défice tarifário 2007; e reposição défice tarifário 2006/08 (Jan-Fev 2008)

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Provisões & Amortizações (€ M)	2009	2008	% Δ	Abs. Δ
EBITDA	3.362,9	3.154,9	6,6%	+208,0
Provisões	74,7	32,1	133%	+42,6
Amortizações	1.429,7	1.306,5	9,4%	+123,2
Compensação amort. activo subsidiado	(111,0)	(113,6)	2,3%	+2,6
EBIT	1.969,6	1.930,0	2,1%	+39,6

Resultados Financeiros (€ M)	2009	2008	% Δ	Abs. Δ
Juros financeiros líquidos	(481,4)	(721,8)	33%	+240,4
Custos financeiros capitalizados	150,4	94,6	59%	+55,8
Diferenças de câmbio	7,1	(61,4)	-	+68,5
Rendimentos de particip. de capital	25,0	6,7	274%	+18,3
Outros ganhos e perdas financeiros	(187,8)	(260,8)	28%	+73,0
Resultados Financeiros	(486,7)	(942,7)	48%	+456,0

Ganhos/(Perdas) Empresas Associadas (€ M)	2009	2008	% Δ	Abs. Δ
CEM (21%)	9,9	9,0	11%	+0,9
DECA II (EEGSA (21%))	5,2	12,8	-59%	-7,6
EDP Renováveis (subsidiárias)	3,9	4,4	-11,3%	-0,5
Setgás (19,8%)	2,7	1,5	73%	+1,1
Portisines (39,6%)	2,2	0,2	-	+1,9
Turbogás (40%)	-	4,3	-	-4,3
Outros	1,3	2,4	-48%	-1,2
Total	25,2	34,7	-27%	-9,5

Ganhos/(Perdas) Alien. Activos Financ. (€ M)	2009	2008	% Δ	Abs. Δ
IPO EDP Renováveis	-	405,3	-	-405,3
Turbogás & Portugen	-	49,4	-	-49,4
ESC 90 (49%)	19,1	-	-	+19,1
REN (1,5%)	-	17,0	-	-17,0
Edinfor (40%)	-	4,8	-	-4,8
Soto IV (25%)	12,9	-	-	+12,9
SonaeCom (8%)	28,9	-	-	+28,9
Outros	(1,2)	5,2	-	-6,4
Grupo EDP	59,7	481,7	-88%	-422,0

Taxa Imposto (€ M)	2009	2008	% Δ	Abs. Δ
Resultados Antes de Impostos	1.567,7	1.503,7	4%	+64,0
IRC e Impostos diferidos	399,8	283,6	41%	+116,2
Taxa de imposto efectiva (%)	25,5%	18,9%	6,6 pp	-
Ganhos/(perdas) alien. operações descent.	-	(8,4)	-	+8,4

Interesses Minoritários (€ M)	2009	2008	% Δ	Abs. Δ
EDP Renováveis	24,7	20,7	19%	+4,0
HC Energia+Naturgas	0,6	5,7	-89%	-5,1
Subsidiárias Gás Portugal	2,1	2,0	5%	+0,1
Energias do Brasil	116,3	91,5	27%	+24,8
Outros	0,4	0,6	-33%	-0,2
Grupo EDP	144,1	120,5	19,6%	+23,6

As **amortizações** cresceram 9% em 2009 (+€123M), e 22% no 4T09, devido: i) a um aumento das amortizações na EDPR, decorrente dos aumentos de capacidade (+€105M); ii) à entrada em operação das CCGT Soto 4 em Espanha (Set-08); e Lares 1 e 2 em Portugal (Out/Nov-09) (+€14M); e a perdas não recorrentes em 2008 e 2009, nomeadamente: iii) ao reconhecimento no 4T09 de uma amortização acelerada de direitos de concessão no montante de €44M na Energias do Brasil, relacionada com a oferta de distribuição pública secundária de 9,76% de acções próprias; e iv) ao reconhecimento no 2T08 de uma amortização acelerada de €50M na Enersul, consequência de alterações regulatórias.

Resultados Financeiros:

a) Os **juros financeiros líquidos** pagos diminuíram 33% no período, para €481M em 2009, beneficiando de uma queda de c160pb no custo médio da dívida, de 5,6% em 2008 para 4,0% em 2009, em linha com a redução das taxas de juro de curto prazo (de notar que c50% da dívida da EDP está indexada a taxa variável sendo o seu principal indexante a Euribor a 3 meses, que caiu de 4,64% em média em 2008 para 1,22% em média em 2009). Este efeito compensou o aumento de 9% da dívida líquida média;

b) Os **custos financeiros capitalizados** aumentaram €56M no período para €150M em 2009, reflectindo: i) um aumento na capitalização dos custos financeiros da dívida ao nível da EDP Renováveis, relacionado com um novo critério de alocação da dívida associada às operações nos EUA; ii) a construção da central a carvão de Pecém no Brasil; iii) o pagamento dos direitos de concessão das centrais hídricas de Fridão e Alvito; e iv) um aumento de 20% no montante médio de imobilizado em curso (2009 vs. 2008).

c) Os **outros resultados financeiros** em 2009 incluem um *impairment* de €29M, para reflectir a diminuição do valor de mercado da participação que a EDP detém no BCP (vs. um *impairment* de €289M em 2008: €200m do BCP, €67m da SonaeCom e €21m da Ampla Energia).

Os **ganhos em empresas associadas** totalizaram €25M em 2009 (uma redução de €10M em relação ao período homólogo): i) em 2009, o maior contributo é o da nossa participação na CEM, empresa eléctrica verticalmente integrada localizada em Macau, China; ii) o ano 2008 inclui uma contribuição de €4M da Turbogás (vendida em Mai-08); e iii) a contribuição da DECA II, empresa de distribuição de electricidade na Guatemala, diminuiu €8M no período.

Os **ganhos/perdas na alienação de activos financeiros** perfizeram €60M em 2009, 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 €19M com a venda da participação detida pela Energias do Brasil na ESC 90; e iii) da contabilização de um ganho de capital de €29m resultado da venda da participação detida pela EDP na Sonaecom em Out-09 (8%). Os ganhos de capital em 2008 incluem: i) um ganho de €405M resultante da diluição da participação da EDP na EDP Renováveis, no seguimento da Oferta Pública Inicial; ii) um ganho de €49M obtido com a venda das participações detidas pela EDP na Turbogás e na Portugen; iii) um ganho de €17M que resultou da venda de uma participação de 1,5% no capital da REN; e iv) um ganho de €4,8M com a venda da participação de 40% detida na Edinfor.

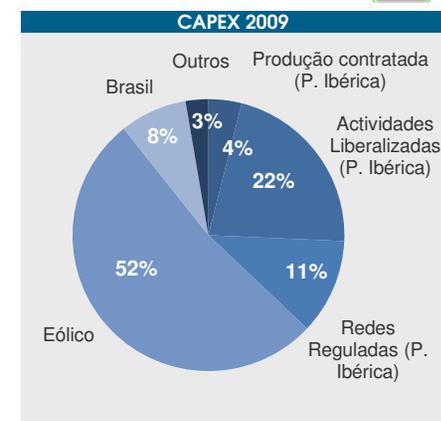
A **taxa efectiva de imposto** do Grupo EDP foi de 25,5% em 2009, vs. 18,9% em 2008. De notar que a taxa efectiva de imposto em 2008 foi anormalmente baixa uma vez que o ganho obtido com a diluição da participação da EDP na EDP Renováveis (Oferta Pública Inicial) não foi objecto de tributação.

Os **interesses minoritários** aumentaram 20% no período para €144M, devido a um aumento dos interesses minoritários na Energias do Brasil, consequência de uma subida de 61% no resultado líquido da empresa, e na EDP Renováveis, reflexo do IPO da empresa que ocorreu em Jun-08 bem como de um aumento de 10% do resultado líquido.

Investimento Operacional



Invest. Operacional (€ M)	2009	2008	% Δ	Abs. Δ	1T08	2T08	3T08	4T08	1T09	2T09	3T09	4T09
Prod. Contratada (P. Ibérica)	127,6	140,1	-9%	-12	24,7	27,2	45,4	42,7	21,0	28,6	22,9	55,0
Liberalizado (P. Ibérica)	703,9	516,8	36%	+187	85,6	167,2	101,7	162,4	292,2	108,8	135,3	167,7
Redes Reguladas (P. Ibérica)	366,7	360,8	2%	+6	58,9	73,9	88,8	139,2	63,4	94,7	96,2	112,4
Eólico	1.690,4	2.090,9	-19%	-400	369,6	390,2	489,1	841,9	403,5	509,0	539,1	238,8
Brasil	258,5	428,9	-40%	-170	57,0	72,6	53,2	246,2	39,7	56,5	64,2	98,1
Outros	87,6	80,7	9%	+7	10,8	7,2	47,9	14,9	20,6	14,9	17,3	34,8
Grupo EDP	3.234,7	3.618,2	-11%	-383	606,6	738,2	826,1	1447,3	840,5	812,5	875,0	706,7
Expansão	2.556,3	2.838,6	-10%	-282	465,6	579,3	606,9	1.186,8	716,3	655,8	713,7	470,5
Manutenção	678,5	779,6	-13%	-101	141,0	159,0	219,2	260,4	124,2	156,7	161,3	236,3



Projectos que Entraram em Operação em 2009 (€ M)	MW	Invest. 2009
Eólico	1.077	1.238,9
CCGT Pen. Ibérica	863	80,2
Hídrica (Brasil)	36	24,0
Biomassa	21	20,9
Total	1.996	1.364,0

O **investimento operacional** ('capex') ascendeu a €3.235M em 2009, sendo 79% referente a projectos de expansão. Em linha com a estratégia de reforçar a exposição a tecnologias de baixa emissão de CO2 e a actividades de risco controlado, 83% do capex de expansão concentrou-se no desenvolvimento de nova capacidade eólica/hídrica e 75% do capex total foi canalizado para actividades reguladas e contratadas a longo prazo. O **capex de expansão caiu** €282M reflectindo o impacto misto de menor investimento eólico (-€400M parcialmente suportado por €156M recebidos em 'cash grants' nos EUA) e maior capex em nova capacidade convencional na P. Ibérica (+€227M influenciado por pagamentos de direito de concessões hídricas mais elevados em 2009). O **capex de manutenção** recuou €101M suportado por (i) menores investimentos ambientais (-€59M) em Portugal (Sines, central a carvão com CAE) e Espanha (Aboño e Soto 3, centrais a carvão) e (ii) pela saída da Enersul do perímetro de consolidação a partir de Set-08. Em 2009, a EDP instalou 1.996MW de nova capacidade, maioritariamente eólica (1.077MW, dos quais 700MW nos EUA e 376MW na Europa) e em CCGTs (863MW em Portugal).

Projectos em Desenvolvimento (€ M)	MW	Invest. 2009	Invest. Acumulado
Projectos em Construção			
Hídricas Portugal	1.677	161,8	275,9
Eólico (1)	686	451,5	1.116,1
CCGT Pen. Ibérica	424	165,2	234,4
Carvão Brasil	360	95,9	274,6
Hídrica Brasil	19	4,3	15,2
Regime especial (excl. eólico)	34	15,1	23,1
Total	3.200	893,7	1.939,2
Concessão Hídricas		232,1	285,2
Total		1.125,8	2.224,4

No **negócio eólico**, o capex ajustado de 'cash grants' recebidos (€156M) diminuiu €400M, totalizando €1.690M em 2009: 60% na Europa e 40% nos EUA, reflectindo a conclusão de 1,077MW e os 686MW (excluindo Eólicas de Portugal em construção, em Dez-09: 308MW em Espanha, 280MW no resto da Europa (Roménia, França e Bélgica) e 99MW nos EUA. Os depósitos em turbinas ascendiam a €65M (4% do capex total da EDPR).

Na **actividade liberalizada na P. Ibérica**, o capex aumentou €187M em 2009, para €704M, suportado por investimentos em nova capacidade **hídrica**, em Portugal (€402M): (1) pagamento de €232M pelos direitos de concessão de Fridão (238MW) e Alvito (225MW, com arranque esperado em Dec-15); (2) continuação de construção de 4 novas barragens (repotenciação de Picote II, Bemposta II e Alqueva II, no total de 693MW; nova barragem de Baixo Sabor com 171MW) com €157M investido em 2009; (3) lançamento de construção de Ribeiradio, em Out-09 (77MW, com arranque previsto em 2013) e Venda Nova III, em Jan-10 (736MW, com arranque previsto em 2015). O investimento em **CCGTs** totalizou €246M em 2009: (1) €80M em Lares 1 & 2 (863MW), com arranque comercial em Out/Nov-09; (2) €165M em Soto 5 (424MW, com arranque previsto no 1T2011), elevando a €234M (83% do total) o montante já investido neste projecto.

Em 2009, o capex nas **redes reguladas da P. Ibérica** manteve-se estável em €367M. O investimento na distribuição de electricidade em Portugal representou 67% do capex nesta área.

No **Brasil**, o capex ascendeu a €259M em 2009: i) €131M em nova capacidade, com a prossecução da construção de Pecém (uma central a carvão de 720MW, detida a 50% pela Energias do Brasil, com CAE contratado e arranque previsto para Dez-11) e a conclusão de 36MW em mini-hídricas com CAE contratados (Santa Fé, Suíça e Rio Bonito); ii) €110M investido na rede de distribuição de electricidade (manutenção).

Até Dez-09, o grupo EDP investiu um total de €2.224M em 3.200MW em construção/desenvolvimento e em direitos de concessão sobre hídricas, cujo prazo para iniciar operação varia entre meses (eólico) e 3-7 anos (sobretudo capacidade hídrica).

(1) Exclui Eólicas de Portugal (53MW), 40% detida pelo grupo EDP

Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M)	2009	2008	% Δ	Abs. Δ
Resultado líquido antes de interesses minoritários	1.167,9	1.211,7	-4%	(43,7)
Amortizações Líquidas	1.318,7	1.192,0	10,6%	126,7
Provisões Líquidas	231,3	179,7	29%	51,6
Outras variações não financeiras	(7,1)	259,4	-	(266,5)
Impostos	(131,3)	88,0	-	(219,3)
Outros ajustamentos	(269,7)	(781,0)	65%	511,3
FFO	2.309,8	2.149,8	7%	160,0
Juros financeiros líquidos	539,5	721,8	-25,2%	(182,2)
Resultados de Associadas e outros investimentos	(50,1)	(34,7)	44%	(15,4)
Investimento em fundo de maneio	1.122,4	(1.092,4)	-	2.214,8
Défice e Desvios Tarifários *	990,1	(667,6)	-	1.657,7
Cash Flow Operacional	3.921,6	1.744,5	125%	2.177
Investimento operacional de expansão	(2.556,3)	(2.838,6)	-10%	282,3
Investimento operacional em benfeitorias	(678,5)	(779,6)	-13,0%	101,2
Variacão de fundo maneio de fornecedores de imobilizado	137,9	(626,4)	-122%	764,3
Cash Flow Operacional Líquido	824,7	(2.500,1)	-	3.324,8
Investimentos financeiros (líquidos) / Desinvestimentos	(132,5)	1.363,0	-110%	(1.495,5)
Juros financeiros líquidos pagos	(470,9)	(732,2)	-36%	261,2
Dividendos recebidos de Associadas e outros investimentos	48,8	35,0	39%	13,8
Dividendos pagos	(507,2)	(454,9)	11%	(52,2)
Recebimentos antecipados de parceiros instit. nos EUA	333,5	320,0	4%	13,5
Outras variações não operacionais	(213,4)	(228,0)	-6%	14,5
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(117,1)	(2.197,3)	94,7%	2.080,2
Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	2009	2008	% Δ	Abs. Δ
PRINCIPAIS INVESTIMENTOS FINANCEIROS	451,6	425,2	6%	26,3
Perímetro Consolidação EDP Renováveis	75,4	90,3	-17%	(14,9)
BCP	-	42,0	-	(42,0)
Biomassa	-	21,7	-	(21,7)
Energias do Brasil	-	190,4	-	(190,4)
Activos de Gás	315,3	16,3	1837%	299,0
Cogeração Espanha	-	49,5	-	(49,5)
Outros	-	-	-	-
PRINCIPAIS DESINVESTIMENTOS FINANCEIROS	319,0	1.788,2	-82%	(1.469,2)
CCGT Soto IV	17,0	-	-	17,0
ESC90 (Brasil)	34,4	-	-	34,4
Ações Próprias Energias do Brasil	164,7	-	-	164,7
Sonaeom	57,9	-	-	57,9
IPO EDP Renováveis	-	1.539,0	-	(1.539,0)
Turbogás/Portugen (40%/27%)	-	126,6	-	(126,6)
REN	-	28,0	-	(28,0)
Perímetro Consolidação EDP Renováveis	-	7,7	-	(7,7)
Edinfor (40%)	-	56,8	-	(56,8)
Outros	45,0	30,1	49%	14,9
Principais Investimentos Financeiros Líquidos	132,5	(1.363,0)	-	1.495,5

O FFO aumentou 7% no período para €2,310M em resultado do: 1) aumento de 11% 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 em 2008, 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 maneio. A variação de “Impostos” está relacionada com a transferência, em Portugal, de impostos diferidos em 2008 para impostos correntes em 2009 e inclui o efeito fiscal resultante da titularização dos défices tarifários em Portugal (realizada em Mar-09 e Dez-09).

O cash flow operacional consolidado aumentou 125% em 2009 para €3,922M reflectindo a venda sem recurso dos direitos ao recebimento do défice tarifário em Portugal acumulado em 2007, 2008 e 2009 num total de €1.6MM. Excluindo esta transacção, os recebimentos futuros da actividade regulada gerados em 2009 deram uma contribuição negativa de €396M 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 10% em 2009 para €2.556M. A diminuição na “variação de fundo maneio de fornecedores de imobilizado” reflectem os €759M pagos, em 2008, pelos direitos de operar as centrais hídricas actualmente sob PPAs/CMECs depois do término destes contratos e inclui, em 2009, “cash grants” totalizando €156M recebidos do Departamento do Tesouro dos EUA relacionados com parques eólico instalados em 2009. O investimento operacional de manutenção recuou 13% suportado por menor investimento ambiental na P. Ibérica e pela troca de activos no Brasil (venda da Enersul).

Os desinvestimentos financeiros incluem principalmente o encaixe pela venda de: (1) 15,5 milhões de ações próprias da Energias do Brasil (9,8% do seu capital social) através de uma oferta pública secundária (2) do remanescente da participação na Sonaeom (3) empresa de telecomunicações ESC90 no Brasil e (4) o encaixe de capital resultante da entrada da Sonatrach no capital de Soto 4 (com uma participação de 25%). Os investimentos financeiros nos 2009 incluem: (1) a aquisição dos activos de gás à Gas Natural (2) montantes relacionados com a actividade da EDPR, como pagamento de taxas de sucesso relacionados ao desenvolvimento de projectos eólicos previamente adquiridos pela EDP, caução de depósitos relacionado com parceiros institucionais nos EUA e aquisição de parques eólicos (CENAEEL no Brasil).

Em 14 de Maio de 2009, a EDP pagou o seu **dividendo anual** totalizando €507M (€0,14/ acção). Nos 2009, a nossa subsidiária para o negócio de produção eólica nos EUA, recebeu dos parceiros institucionais €336M, relacionados com acordos assinados em Dez-08 e Set-09 e Dez-09. Em suma, a dívida líquida aumentou €0,1MM.

* inclui recebimentos por cedência de direito aos ajustamentos tarifários (€1.6MM)

Balanço Consolidado



Activo (€ M)	Dez vs. Dez			Var. Trimestral	
	Dez-09	Dez-08	Δ abs.	Set-09	Δ abs.
Activos fixos tangíveis	24.094	21.250	2.844	22.972	1.121
Activos intangíveis	5.967	5.754	213	6.001	-35
Investimentos financeiros	618	524	95	621	-2
Impostos diferidos activos	661	540	121	682	-20
Inventários	273	277	-3	265	8
Clientes (líquido)	2.008	1.759	249	1.705	303
Outros Devedores (líquido)	4.366	4.845	-480	4.598	-232
Act. Fin. ao justo valor através dos resultados	85	83	2	94	-9
Caixa e equivalentes de caixa	2.190	714	1.476	2.391	-202
Total do Activo	40.262	35.745	4.517	39.330	932
Capital Próprio (€ M)	Dez-09	Dez-08	Δ abs.	Set-09	Δ abs.
Capital	3.657	3.657	-	3.657	-
Acções próprias e prémios de emissão acções	382	375	7	381	2
Resultados e outras reservas	2.229	1.243	985	2.221	8
Resultado líquido atribuível accionistas da EDP	1.024	1.092	-68	748	276
Interesses Minoritários	2.688	2.201	487	2.458	230
Total do Capital Próprio	9.979	8.567	1.411	9.464	515
Passivo (€M)	Dez-09	Dez-08	Δ abs.	Set-09	Δ abs.
Empréstimos (médio e longo -prazo)	13.486	10.874	2.612	13.215	272
Empréstimos (curto-prazo)	2.794	3.812	-1.018	3.660	-866
Provisões para riscos e encargos	343	324	19	361	-18
Conta de hidráulidade	113	238	-125	246	-133
Impostos diferidos passivos	759	676	83	755	4
Credores e outros passivos (líquido)	12.788	11.254	1.534	11.630	1.158
Total do Passivo	30.283	27.178	3.105	29.866	417
Total do Capital Próprio e Passivo	40.262	35.745	4.517	39.330	932
Recebimentos futuros da act. regulada (€ M)	Dez-09	Dez-08	Δ abs.	Set-09	Δ abs.
Portugal ⁽¹⁾	(509)	1.145	-1.654	-44	-465
Espanha ⁽²⁾	501	416	85	445	57
Brasil ⁽¹⁾	18	56	-39	40	-22
Revisibilidade dos CMEC's	585	275	311	460	125
Total	596	1.893	-1.297	901	-306
Prov. para benef. sociais e I. Partnership (€ M)	Dez-09	Dez-08	Δ abs.	Set-09	Δ abs.
Pensões ⁽³⁾	1.109,3	1.082,9	26,4	1.031,4	78
Actos Médicos	770,4	751,0	19,4	765,6	5
"Institutional Partnership" - Passivo ajustado ⁽⁴⁾	835,1	851,8	-16,7	811,4	24
Total	2.714,8	2.685,7	29,1	2.608,5	106,3

O **activos tangíveis** fixos aumentaram €1,1MM vs Set-09 e €2,8MM vs. Dez-08 para €24,1MM no seguimento de: (1) dos investimentos realizados na construção de novas centrais eléctricas, nomeadamente hídras e eólicas, (2) um aumento rede eléctrica regulada e (3) a aquisição de activos de gás à Gás Natural. O aumento de €0,2MM vs Dez-08 dos **activos intangíveis** está relacionado com o pagamento de €232M relativo ao direito de concessão das centrais hidroeléctricas de Fridão/Alvito. Note-se que em Dez-09 o balanço da EDP incluía €3,9MM de trabalhos em curso, (13% do total de €30MM activos fixos) maioritariamente 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 €703M em Dez-09, incluindo essencialmente as nossas participações financeiras no BCP (2,6%), REN (3,5%), Ampla (7,7%), Deca (21%) e GEM (21%).

A rubrica de **outros devedores** registou uma queda de €0,5MM vs. Dez-08, no seguimento da securitização de €1,7MM do défice tarifário gerado em 2007, 2008, 2009, que compensou o aumento dos activos da actividade regulada a receber no futuro relacionados com os CMECs. Em Dez-09, o balanço da EDP continuava a incluir €578M de activos da actividade regulada a receber no futuro, não incluindo os activos da actividade regulada a receber no futuro do Brasil, que são reconhecidos em GAAP Brasileiro mas não em IFRS.

O aumento de €0,9MM 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 maior variação da rubrica reservas (cambiais, variação do valor de activos financeiros, etc.).

O aumento de €0,5MM vs.2008 dos **interesses minoritários** está principalmente relacionado com a apreciação do real face ao euro (2.51 em 31-Dez-09 vs 3.24 em 31-Dez-08).

Os €12,8MM de **credores e outros passivos** incluem €1,9MM relativos a benefícios aos empregados. Este montante inclui impostos, e mais de 70% destes passivos são relacionados com colaboradores da distribuição em Portugal, significando que a maioria destes passivos deverão no futuro fazer parte da base de custos regulada no momento do pagamento.

O aumento de €1,5MM vs 2008 em **credores e outros passivos** reflecte o reconhecimento de um desvio tarifário de €790M na actividade de comercialização de último recurso em Portugal, a ser pago ao sistema através de tarifas principalmente em 2010 e um aumento de €413M em investimentos realizados por investidores institucionais nas centrais eólicas nos EUA - "Institutional Partnership".

O **passivos ajustados de parcerias institucionais** totalizaram €835M em Dez-09 vs €852M em Dez-08. Este montante é ajustado de proveitos diferidos e cauções de depósitos. Os proveitos diferidos são relacionados com benefícios fiscais já atribuídos aos investidores institucionais. Os passivos ajustados de parcerias institucionais deverão reduzir gradualmente ao longo da vida útil de cada parque eólico.

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

⁽²⁾ Pensões incluem o valor da provisão relacionada com os custos do Programa de Apoio à Reestruturação da EDPD, que estão a ser recuperados na tarifa

⁽³⁾ Valor de 2009 líquido dos custos com "CO2 Clawback"

⁽⁴⁾ Ajustado por proveitos não-recorrentes diferidos

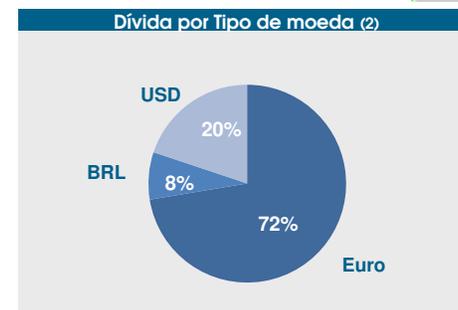
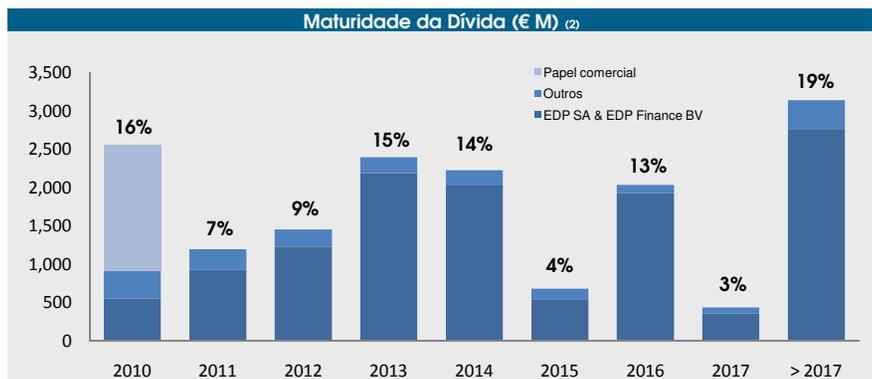
Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por empresa (€m)	2009	2008	EDP %
EDP S.A. and EDP Finance BV	13.704,9	12.417,5	100%
EDP Produção	200,9	190,2	100%
HC Energia	335,8	448,7	97%
EDP Renováveis	539,3	558,1	78%
Portgás	100,9	111,4	72%
Energias do Brasil	1.245,6	935,5	72%
Outros	0,0	(0,0)	-
Dívida Financeira Nominal	16.127,4	14.661,5	
Juros da dívida a liquidar	245,5	142,2	
Dívida Financeira Nominal+Juros a Liquidar	16.372,9	14.803,7	
"Fair Value"(dívida coberta)	(91,9)	(117,3)	
Dívida Financeira	16.281,0	14.686,3	
Caixa e Equivalentes	2.189,6	713,6	
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	1.286,1	290,1	
HC Energia e Subsidiárias	19,1	23,8	
EDP Renováveis	443,6	229,7	
Portgás	0,3	-	
Energias do Brasil	440,5	170,0	
Activos financ. ao justo valor atrav. Resultados	84,9	83,2	
Dívida Líquida do Grupo EDP	14.006,6	13.889,5	

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

Rácios de Dívida	2009	2008
Dívida Líquida / EBITDA	4,2x	4,4x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado (1)	3,9x	3,8x



A dívida líquida/EBITDA ajustada de recebimentos futuros da actividade regulada e pela aquisição dos activos à Gas Natural em 2009 foi 3,9x.

Em Dez-09, a EDP acordou a venda sem recurso dos direitos ao recebimento do défice tarifário ex-ante definido pelo regulador em Portugal para o ano 2009, por um montante de €435M. No início do ano (Março), a EDP celebrou uma transacção semelhante, mas relativa ao défice tarifário gerado em 2007 e 2008 no montante de €1,2MM.

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 destina-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. 50% variável/50% fixa em Dez-09). As nossas principais taxas de referência são a Euribor a 1 mês/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 Dez-09, a EDP contratou linhas de crédito que totalizaram €3.667M dos quais €2.303M ficaram disponíveis. No total, a EDP tem €4.577M de caixa e linhas de crédito disponíveis. A rubrica caixa e equivalentes aumentou 207% devido à cedência de forma plena e sem recurso dos direitos ao recebimento do ajustamento tarifário de 2007, 2008 e 2009 (€1.635M), à emissão do Eurobond em Fev-09 e Jun-09 e das obrigações 144A/Reg S em Set-09. Esta liquidez permite à EDP financiar as suas necessidades de caixa até 2011.

Em 2010 irá vencer uma emissão de obrigações no montante de €0,5MM com maturidade em Jun-10.

(1) Dívida líquida/EBITDA ajustada de recebimentos futuros da actividade regulada e da aquisição dos activos à Gas Natural

(2) Valor Nominal



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanço Eléctrico (GWh)	Portugal			Espanha (1)		
	2009	2008	Δ%	2009	2008	Δ%
Hidroeléctrica	7.891	6.435	23%	23.844	21.428	11%
Nuclear	-	-	-	52.731	58.973	-11%
Carvão	11.942	10.424	15%	33.859	46.275	-27%
CCGT	11.464	12.574	-8,8%	78.296	91.286	-14%
Fuel/Gas/Diesel	307	801	-62%	2.082	2.378	-12%
Auto-Consumo	-	-	-	(7.081)	(8.338)	15%
(-) Bombagem	(929)	(639)	-45%	(3.736)	(3.731)	-0,1%
Regime Convencional	30.675	29.594	3,7%	179.995	208.271	-14%
Eólica	7.493	5.699	31%	36.188	31.312	16%
Outras	6.924	5.860	18%	43.346	34.767	25%
Regime Especial	14.417	11.559	25%	79.534	66.079	20%
Importação / (Exportação)	4.777	9.438	-49%	(8.106)	(11.040)	27%
Consumo Referido à Emissão	49.869	50.591	-1,4%	251.423	263.310	-4,5%
Evolução corrigida de temperatura e dias úteis			-1,8%			-4,3%

Procura de Gás (GWh)	Portugal			Espanha		
	2009	2008	Δ 09/08	2009	2008	Δ%
Procura Convencional	n.a.	27.616	-	241.112	261.921	-7,9%
Procura para Produção de Electricidade	22.699	24.897	-8,8%	160.888	187.468	-14%
Procura Total	n.a.	52.513	-	402.000	449.389	-11%

Em 2009, a procura de electricidade no Mercado ibérico caiu 4%. Em linha com o resto do ano, a procura em Portugal no 4T09 revelou-se mais resiliente do que Espanha: -1,0% em Portugal vs -3,6% twh em Espanha.

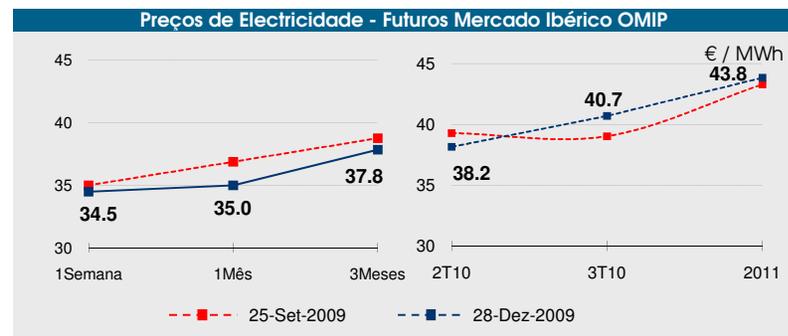
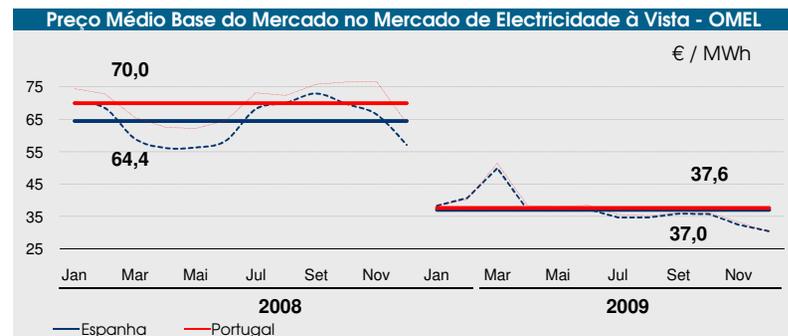
A procura residual térmica ('PRT') recuou 16% (-26TWh) em 2009, reflectindo: (1) menor procura na P. Ibérica (-13TWh), (2) +6,7TWh de produção eólica, suportada por aumento de 16% na capacidade instalada e bons recursos eólicos no 4T09; (3) +9,6TWh de produção de outras fontes em regime especial, impulsionada pelo acréscimo de capacidade (+13%); (4) +3,9TWh de produção hídrica, suportada por um 4T09 muito forte. A queda de PRT foi justificada por Espanha (-18%, -26TWh), uma vez que esta em Portugal (-0,4%) foi suportada por uma redução no volume de importações (-49%, -4,7TWh). Como resultado do maior peso de energia eólica no sistema, ganharam importância os pagamentos por conta de serviços de sistema, mercados de desvios e restrições. No 4T09, a PRT recuou 8,7TWh (vs 4T08), reflexo de produções eólica e hídrica excepcionalmente elevadas num trimestre muito ventoso e chuvoso.

Em 2009, o factor de utilização de CCGTs em Espanha superou o das centrais a carvão (40% vs 34%), reflectindo o menor custo de produção ao longo do ano (excepto 1T09) e as condições de abastecimento de gás na P. Ibérica, essencialmente baseadas em contratos de longo prazo com cláusulas de 'take-or-pay'. Em linha com o passado, o factor médio de utilização das CCGTs em Portugal (54%) superou o de Espanha, fruto da menor margem de reserva em Portugal. Apesar de tanto a produção de CCGTs como de centrais a carvão na P. Ibérica ter recuado em 2009, a queda das CCGTs foi mais acentuada (-14TWh vs -11TWh nas centrais a carvão) devido à elevada competitividade destas últimas em Portugal e, bem assim, da paragem de Sines em 2008, para investimentos ambientais.

Apesar do aumento dos preços de gás e carvão no 4T09 (+4% e +20% vs 3T09), o preço médio de electricidade em Espanha caiu 6% vs 3T09, para €32,9/MWh, suportado por uma forte redução de PRT e pelo excesso de gás na P. Ibérica. Em Portugal, o preço médio de electricidade em 2009 foi apenas €0,6/MWh mais elevado do que em Espanha em 2009 (vs €5,6/MWh em 2008), como resultado do impacto combinado de maior margem de reserva em ambos os mercados, maior produção hídrica em Portugal e maior número de horas em que as CCGTs marcaram preço em ambos os mercados.

No mercado de gás da P. Ibérica, a quebra de procura em 2009 derivou essencialmente do menor consumo em CCGTs (-14%). A procura convencional de gás revelou-se mais exposta (do que a de electricidade) a uma redução da procura industrial: apesar da menor descida verificada no 4T09 (-4% vs 4T08), a procura anual em Espanha recuou 8%.

Capacidade Instalada de Electricidade (MW)	Península Ibérica		
	2009	2008	Δ%
Hídrica	21.235	21.248	-0,1%
Nuclear	7.439	7.439	-
Carvão	12.210	12.072	1,1%
CCGT	24.088	22.878	5,3%
Fuel/Gas/Diesel	5.952	6.427	-7,4%
Eólica	21.089	18.207	16%
PRE's (Outras)	16.539	14.573	13%
Total	108.553	102.844	5,6%



Factores Chave dos Custo de Produção	2009	2008	Δ%
Coefficiente de Hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,77	0,57	35%
Espanha	0,81	0,68	19%
Direitos de emissão de CO ₂ (€/ton) (2)	13,3	23,0	-42%
Carvão (API2 CIF ARA) USD/t (2)	69,9	151,1	-54%
Gás (CMP) €/MWh (2)	21,9	24,2	-9,4%
Brent (USD/Barril) (2)	62,2	98,5	-37%
Eur/USD (2)	1,39	1,47	-5,2%

(1) Fonte: REE

(2) Média no período

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



Resultados (€ M)	2009	2008	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	1.224,5	1.612,4	-24%	-388
Receitas no mercado (i)	689,0	1.311,9	-47%	-623
Desvio anual (ii)	395,5	161,7	145%	+234
Acréscimo de Proveitos CAE/CMECs (iii)	140,1	138,7	1,0%	+1
Custos Directos: CAEs/CMECs	279,0	629,6	-56%	-351
Carvão	225,1	253,1	-11%	-28
Fuel	24,7	69,4	-64%	-45
CO2 e Outros Custos (líquidos)	29,2	307,1	-90%	-278
Margem Bruta CAEs/CMECs	945,5	982,8	-3,8%	-37
Térmica (Cogeração, Resíduos e Biomassa)	51,8	55,7	-7,1%	-3,9
Mini-hídricas	32,2	15,3	110%	+17
Margem Bruta Regime Especial	84,0	71,0	18%	+13
Custos Operacionais	197,3	204,6	-3,6%	-7,3
EBITDA	832,2	849,3	-2,0%	-17
Amortizações & Provisões Líquidas	272,5	254,4	7,1%	+18
EBIT	559,7	594,9	-5,9%	-35
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (i)	(9,5)	54,6	-	-64
Empregados	1.354	1.449	-6,6%	-95

CAE/CMECs: Dados-chave	2009	2008	Δ %	Δ Abs.
Factor Disponib. Real/Contratada (Km)				
Hídrica	1,02	1,04	-1,2%	-0,0
Térmica	1,10	1,08	1,8%	+0,0
Capacidade Instalada (MW)	6.987	6.987	-	-
Hídrica (2)	4.094	4.094	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Fueóleo	1.713	1.713	-	-

Regime Especial: Dados-chave	2009	2008	Δ %	Δ Abs.
Produção de electricidade (GWh)	2.115	1.830	16%	+286
Mini-Hídricas Portugal	368	170	117%	+198
Térmica em Portugal	854	699	22%	+155
Térmica em Espanha	894	961	-7,0%	-67
Margem Bruta média (€/MWh)				
Mini-Hídricas Portugal	88	91	-3,1%	-3
Térmica em Portugal	25	34	-25%	-9
Térmica em Espanha	34	33	1,4%	+0

Investimento Operacional (€ m)	2009	2008	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	83,8	105,4	-20%	-22
Recorrente - Hídricas	21,0	17,2	23%	+4
Recorrente - Térmicas	35,6	30,1	18%	+6
Não Recorrentes (ambiental)	27,1	58,2	-53%	-31
Regime Especial	43,8	34,7	26%	+9
Expansão	36,2	28,1	29%	+8
Manutenção	7,6	6,6	16%	+1
Total	127,6	140,1	-8,9%	-12

Em 2009, o **EBITDA da produção contratada de LP** recuou 2% (-€17M), reflectindo um menor impacto de itens não recorrentes na margem bruta (custo de €34M em 2009 face a um ganho de €10M em 2008, essencialmente suportado por resultados com combustíveis), e maiores custos de reestruturação (€22M em 2009 vs €12M em 2008), por um lado; contenção de custos e consolidação da mini-hídrica Pebble Hydro desde Jul-08 (€11M no 1S09), por outro lado. Como resultado, a margem bruta recorrente subiu 2% em 2009 e o **EBITDA recorrente cresceu 5% em 2009, para €888M.**

A margem bruta da produção contratada de LP desceu 2% (-€24M), penalizada por menores resultados não recorrentes com combustíveis (-€44M face a 2008, para €34M), essencialmente resultante de desvios entre os custos com combustíveis e os índices internacionais aceites nos CAE/CMECs. Note-se que como reflexo da nossa estratégia de hedging através de instrumentos financeiros da variação do preço de combustíveis entre o momento de compra e o momento do consumo, este impacto negativo é compensado ao nível dos resultados financeiros, seja no trimestre anterior, presente ou em trimestres seguintes.

A margem bruta recorrente de PPA/CMECs em 2009 subiu 1% para €979M, reflectindo: (1) margem bruta contratada adicional resultante dos novos equipamentos de dessulfuração instalados na central a carvão de Sines (€23M), os quais envolveram um investimento de €196m (últimos 50% comissionados em Jun-08) e (ii) níveis de disponibilidade e eficiência superior aos contratados nas centrais térmicas (€7m). Mesmo assim, o crescimento foi parcialmente mitigado por: (1) menor inflação (-€25M), uma vez que a margem bruta contratada é mensalmente ajustada pela inflação média anual (em -1,0% em 2009 vs 2,6% em 2008) e (2) menor disponibilidade de algumas centrais hídricas afectada por grandes reparações em Frades e Cabril (concluídas no final de 2009).

O desvio anual ('revisibilidade') entre os pressupostos dos CMECs e as receitas obtidas em mercado ascendeu a -€395M em 2009. Este desvio resulta de baixos preços de Mercado (€37,6 vs €52/MWh⁽³⁾) assumido nos CMEC e da produção hídrica abaixo da média (coeficiente de hidraulicidade em 0,77 vs média de 1,0), o que conduziu, em 2009, a receitas obtidas em mercado 47% mais baixas do que em 2008. Este montante será recuperado nos próximos 24 meses, através das tarifas pagas por todos os consumidores de electricidade em Portugal.

A margem bruta no regime especial subiu 18% em 2009, impulsionada pelas centrais mini-hídricas (+110%), beneficiando da consolidação da Pebble Hydro a partir de Jul-08 e do aumento de produção hídrica em 2009 (+117%), resultante de condições climáticas muito favoráveis no 4T09 (volume 222% acima do 4T08). A margem bruta das centrais térmicas caiu 7%, pressionada por uma produção mais baixa em Espanha (-7% fruto de menor actividade económica) e por uma margem bruta unitária mais baixa em Portugal (-25% por força de redução de tarifas mais acentuada do que a de custos).

O **investimento operacional** em produção contratada de LP totalizou €128M em 2009, 50% do qual referente a investimentos não recorrentes: (1) €36M em nova capacidade sob regime especial, nomeadamente em projectos de cogeração (24MW no Barreiro, em Portugal, e 10MW em Espanha, a arrancar em 2010) e biomassa em Portugal (29MW na Figueira da Foz e 13MW em Constância, a operar desde Jun-09 e Set-09, respectivamente); (2) €27M em novos equipamentos de desnitrificação em Sines, a operar a partir de 2011, num investimento sob o regime CAE/CMECs que será totalmente amortizado até 2017 e remunerado a 8,5% ROA antes de inflação e impostos.

NOTA EXPLICATIVA DOS PPA/CMECs

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 €45M de ganhos realizados em 2009 (vs. €-23M em 2008);

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

(3) Inclui serviços de sistema e garantia de potência

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



Resultados (€ m)	2009	2008	Δ%	Δ Abs.
Margem bruta	847,6	611,6	39%	+236
Produção de Electricidade	676,0	466,1	45%	+210
Portugal	252,5	174,5	45%	+78
Espanha	441,4	299,6	47%	+142
Comercialização de Electricidade	76,4	71,9	6,3%	+5
Comercialização de Gás	95,3	73,7	29%	+22
Custos Operacionais	214,3	218,1	-1,8%	-4
EBITDA	633,4	393,5	61%	+240
Provisões	44,6	30,4	47%	+14,1
Depreciações e Amortizações Líquidas	172,8	156,1		+17
EBIT	416,0	207,0	101%	+209

Em Resultados Financeiros				
Ganhos (Perdas) Hedging em Merc. Energéticos	2,8	(68,6)	-	+71

Performance Electricidade	2009	2008	Δ%	2009	2008	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (1)		
Produção Electricidade	18.206	20.416	-11%	32,5	41,6	-22%
Compras de Electricidade	16.098	4.845	232%	38,3	69,2	-45%
Total de Electricidade	34.304	25.261	36%	35,2	46,9	-25%
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (2)		
Perdas na Rede e outros	1.420	559	154%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - Retalho	21.673	12.863	68%	62,0	62,0	0,1%
Mercados Grossistas						
A Vista	7.813	2.737	185%	38,5	69,0	-44%
A Prazo	3.398	9.101	-63%	58,8	70,7	-17%
Volume Total	34.304	25.261	36%	53,8	64,5	-17%
Mq. Bruta Média (€/MWh) (3)				22,9	21,8	5,1%

Origens e Destinos de Gás (GWh)	2009	2008	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	22,8	25,5	-11%	-2,8
Vendido a Clientes Finais - Retalho Liberaliz.	22,2	24,7	-10%	-2,5

O EBITDA das actividades liberalizadas cresceu 61% (+€240M) impulsionado por um aumento de 39% (+€236M) na margem bruta: (1) +€215M na produção e comercialização de electricidade, fruto do maior volume comercializado a clientes, margens atractivas proporcionadas pela estratégia de hedging seguida em 2008, custos de electricidade vendida mais baixo (suportado por maior volume de compras na pool) e proveitos mais elevados decorrentes de garantia de potência, serviços de sistema, mercados de restrições e desvios; (2) +€22M na comercialização de gás, suportada por margens mais elevadas nos segmentos residencial e comercial espanhol e pelo arranque de operações no mercado português. **No 4T09, o EBITDA cresceu 49% vs 4T08.**

A plataforma de comercialização de electricidade para os clientes finais de que a EDP dispõe e a flexibilidade das suas centrais de produção (seja em termos de características técnicas ou de necessidade de queimar gás/carvão), constituem vantagens competitivas nas actuais condições de mercado. Esta flexibilidade das nossas centrais permitiu-nos tirar partido das oportunidades criadas nos mercados de serviços complementares pelo aumento do peso no sistema da (instável) tecnologia eólica. Como resultado dos baixos preços na pool, as compras de electricidade aumentaram e as vendas a clientes finais representaram 119% da nossa produção em 2009.

Volumes: As vendas a clientes finais cresceram 68% em 2009 (+113% no 4T09 vs 4T08) suportadas por condições regulatórias mais favoráveis em Portugal e Espanha. Enquanto o volume total vendido pela EDP nos mercados de retalho e grossista a prazo subiu 36% em 2009, a nossa produção em centrais liberalizadas caiu 11% em consequência do menor custo de oportunidade de comprar electricidade na pool (volume cresceu 232%), ainda mais evidente no 4T09.

Margens (1)(2): Em 2009, a margem efectiva no negócio de electricidade liberalizado subiu 5% (+€1,0/MWh) para €18,5/MWh, suportada pela estratégia bem sucedida da EDP em 2008: contratar vendas e fechar as margens a prazo. O preço médio efectivo recuou 17% fruto de menores preços de venda nos mercados grossistas à vista e a prazo (-44% e -17%, respectivamente). Por sua vez, o preço médio de venda manteve-se em €62/MWh. O custo médio de electricidade vendida caiu 25% suportado pela maior contribuição de compras na pool (a preços 45% abaixo de 2008) e por um custo de produção 22% mais baixo (vs 2008). **Para 2010**, a EDP tem já vendas contratadas a prazo equivalentes a 100% da produção esperada, a preços que rondam €50/MWh e margens térmicas que rondam €10/MWh. **Para 2011** a EDP tem contratadas vendas equivalentes mais de 35% da produção esperada, a preços em torno de €50/MWh.

Margem bruta de electricidade (3): A margem bruta por MWh vendido cresceu 5% (€1,1/MWh), para €23/MWh, suportado por margens efectivas mais elevadas (+€1,0/MWh) e pela maior contribuição de outros proveitos (serviços de sistema, garantia de potência e mercados de restrições e desvios), cuja dimensão tem vindo a crescer (+40% para €107M) fruto do aumento de peso do vento no sistema.

A nossa actividade de abastecimento de gás em 2009 baseou-se num portfolio 4,1bcm. Em 2009, o nosso consumo de gás caiu 10%, para 45TWh, suportado por uma menor procura no retalho e um menor consumo nas nossas centrais (CCGT e cogeração). Este impacto foi apenas parcialmente compensado pela entrada em operação de três novas centrais: Soto4 (Set-08), Lares 1 (Out-09) e Lares 2 (Nov-09). Em perspectiva, espera-se que as nossas necessidades de gás em 2010 sejam suportadas pelo pleno funcionamento de Lares 1 e 2, pela entrada em testes de Soto 5, pelo aumento da actividade de retalho (nomeadamente em Portugal) e pelo fornecimento de gás ao portfolio de clientes adquirido à Gas Natural.

Em relação às nossas necessidades de carvão, prolongamos este ano, e até 2012, o contrato de abastecimento de carvão Espanhol com a Hunosa (650.000 ton./ano, com preço baseado na cotação internacional de carvão). Em 2009, o carvão nacional representou 21% do carvão total consumido nas nossas centrais, apesar da flexibilidade para aumentar o seu peso no mix de produção em 2010.

(1) Custo variável: inclui custos com combustíveis, custos com CO₂ líquido de licenças gratuitas, resultados de coberturas; (2) Preço médio de venda: 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, proveitos em mercado de restrições, serviços prestados e outros; Valor unitário calculado com base no volume vendido (líquido de perdas e outros)

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



Resultados (€ m)	2009	2008	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	676,0	466,1	45%	+210
Portugal	252,5	174,5	45%	+78
Espanha	441,4	299,6	47%	+142
Fornecimentos e Serviços Externos	72,2	63,3	14%	+9
Custos com Pessoal	39,2	39,8	-1,3%	-1
Custos com Benefícios Sociais	-0,2	5,3	-	-6
Outros custos Operacionais (Liq.)	22,0	34,8	-37%	-13
Custos Operacionais	133,3	143,2	-6,9%	-10
EBITDA	542,7	322,9	68%	+220
Provisões	25,2	26,1	-3,4%	-1
Depreciações e Amortiz. Líquidas	168,7	152,5	11%	+16
EBIT	348,8	144,3	142%	+205
Empregados	780	832	-6,3%	-52

Dados-chave	2009	2008	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	18.206	20.416	-11%	-2.209
CCGT	9.690	11.311	-14%	-1.621
Carvão	5.865	6.575	-11%	-710
Hidroeléctrica	1.538	1.331	16%	+207
Nuclear	1.113	1.198	-7,1%	-85
Custos Variáveis (€/MWh) (1)	32,5	41,6	-22%	-9,1
CCGT	42,8	58,1	-26%	-15,3
Carvão	29,5	28,7	2,8%	+1
Hidroeléctrica	-	-	-	-
Nuclear	3,4	3,3	1,4%	+0
Factores de Utilização (%)				
CCGT	43%	61%	-	-18p.p.
Carvão	46%	51%	-	-5p.p.
Hidroeléctrica	19%	17%	-	3p.p.
Nuclear	82%	88%	-	-6p.p.
Capacidade Instalada (MW)				
CCGT	3.268	2.405	36%	+863
Carvão	1.460	1.460	-	-
Hidroeléctrica	910	910	-	-
Nuclear	156	156	-	-
Gasóleo	165	165	-	-

Investimento Operacional (€m)	2009	2008	Δ%	Δ Abs.
Expansão	648,0	448,6	44%	+199
CCGT	245,9	311,9	-21%	-66
Hidroeléctrica	402,1	136,7	194%	+265
Manutenção	47,4	61,5	-23%	-14
Recorrente	48,7	34,6	41%	+14
Não Recorrente (ambiental)	(1,3)	26,9	-	-28
Total	695,4	510,1	36%	+185

A nossa actividade de produção em mercado é gerida de forma integrada com a actividade de comercialização de electricidade pelo que a produção é maioritariamente vendida às nossas unidades de comercialização a preços fixos.

Em 2009, a performance das nossas centrais de produção em mercado ficou marcada por: (1) o arranque de dois novos grupos de CCGTs em Portugal, em Out-09 e Nov-09; (2) menores custos de produção por MWh (-22%) e (3) uma redução de 11% nos volumes produzidos, decorrente do menor custo relativo de satisfação da crescente necessidade de electricidade por parte das nossas unidades de comercialização através de compra de electricidade na pool.

CCGTs: A produção recuou 14% em 2009, em linha com a média do mercado ibérico e afectada por um fraco 4T09 (-17% vs 4T08). Apesar do tempo extremamente chuvoso/ventoso no 4T09 e da entrada em operação de nova capacidade (863MW em Lares 1 e 2), os factores médios de utilização em Portugal mantiveram-se acima da média em Espanha: 52% em 2009 vs 40% em Espanha, ou 45% no 4T09 vs 37% em Espanha. A produção das nossas centrais em Espanha recuou 9% em 2009, penalizada por fracos 1T e 4T09 (no 1T09 devido a elevados custos de gás, não reflectindo ainda a queda do preço de Brent desde Jul-08; no 4T09 por força de reduzida procura residual térmica). O **custo médio de produção** recuou 26% em 2009, suportado pelo menor custo de gás e CO₂ (parcialmente explicados pela bem sucedida estratégia de hedging) e ainda pelo menor défice de emissão de CO₂.

Carvão: A produção caiu 11% em 2009, afectada por uma quebra de 52% na produção do 4T09 (vs 4T08) decorrente de uma menor procura térmica e de uma forte base de comparação (uma vez que o carvão era claramente mais barato do que o gás no 4T08). Mesmo assim, o factor médio de utilização das nossas centrais manteve-se acima da média de Espanha em 2009 (46% vs 34%), suportado pela maior eficiência das nossas centrais e utilização de gases siderúrgicos em Aboño. O **custo variável** de carvão subiu 3% em 2009, suportado por (i) maior custo médio de carvão (penalizado pelo menor custo do carvão consumido em grande parte de 2008, comprado em 2007) e pela menor contribuição de gases siderúrgicos na central de Aboño.

Em 2009, e mais marcadamente no 4T09, as nossas centrais térmicas aumentaram significativamente os volumes vendidos em mercados de serviços complementares, tirando proveito da sua flexibilidade e melhorando, desta forma, o resultado das operações.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica aumentou 16% em 2009, uma vez que as condições meteorológicas favoráveis no 1T09 e 4T09 mais que compensaram os trimestres secos (2T e 3T09). Por sua vez, a produção nuclear caiu 7% reflectindo a paragem da central de Trillo para trabalhos de manutenção no 1T09, durante 7 semanas (terminado em 3-Abr).

Os **custos operacionais** caíram 7% (-€10M) em 2009, reflectindo essencialmente os menores custos com CO₂ *clawback*: €16M em 2009 (essencialmente decorrentes do RDL11/2007 e parcialmente compensados por ajustamento de anos anteriores decorrentes do NEC emitidas em 15-Set-09) vs €49M em 2008. Este impacto foi parcialmente compensado por maiores custos resultantes de nova capacidade instalada (CCGTs e investimentos ambientais em dessulfuração) e de trabalhos de manutenção em Trillo.

O **investimento operacional** em produção liberalizada totalizou 695M (+€185M vs 2008), 93% 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) €162M despendidos na execução dos projectos Picote II, Bemposta II, Alqueva II, Venda Nova III (repotenciações) e Baixo Sabor e Ribeiradio (nova barragem), com arranque previsto em 2011/15, (3) €246M investidos na construção de 3 novas CCGTs. Em Portugal, os dois grupos de Lares (863MW) absorveram €80M de investimento em 2009 e entraram operação comercial em Out-09 e Nov-09, respectivamente. O investimento em Soto 5 (424MW com arranque comercial previsto no 1T11) ascendeu a €165M em 2009. O investimento em manutenção recuou €14M, para €47M 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 CO₂, resultados de hedging.

Comercialização Liberalizada de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



Resultados (€ m)	Comercialização Electricidade				Comercialização Gás			
	2009	2008	Δ%	Δ Abs	2009	2008	Δ%	Δ Abs
Margem Bruta	76,4	71,9	6,3%	+5	95,3	73,7	29%	+22
Fornecimentos e Serviços Externos	52,7	49,8	5,8%	+3	21,8	18,8	16%	+3
Custos com Pessoal	10,8	9,8	9,8%	+1	3,8	4,2	-9,2%	-0
Custos com Benefícios Sociais	0,4	0,3	20%	+0	0,1	0,1	0,1%	+0
Outros custos (Proveitos) Operacíc	-19,1	-22,0	-13%	+3	10,5	13,9	-24%	-3
Custos Operacionais	44,8	38,0	18%	+7	36,2	36,9	-2,0%	-1
EBITDA	31,6	33,9	-6,7%	-2	59,1	36,7	61%	+22
Provisões	19,2	4,4	339%	+15	0,1	-0,1	-	+0
Depreciações e Amort. Líquidas	3,6	3,1	19%	+1	0,5	0,6	-2,4%	-0
EBIT	8,7	26,4	-67%	-18	58,4	36,2	61%	+22
Investimento Operacional	8,1	6,2	30%	+2	0,3	0,5	-32%	-0
Empregados	195	167	17%	+28	105	76	38%	+29

A EDP detém uma sólida plataforma de operações na comercialização de electricidade e gás na P. Ibérica, operada através da HC Energia e da Naturgas Comercialización, 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 – Em 2009, o volume comercializado pela EDP cresceu 484%, para 5,5TWh, evidenciando um crescimento sustentado trimestre a trimestre (+30% no 4T09 vs 3T09). Como consequência das oportunidades introduzidas pelas tarifas definidas pela ERSE para 2009/2010, o mercado livre cresceu consideravelmente (atingindo 43% do consumo no final de 2009 vs 2,7% em 2008), a concorrência aumentou e a quota da EDP nos volumes comercializados em Portugal recuou para 65% em 2009. Por tipo de cliente, os segmentos residencial e de PMEs tiveram uma boa performance em termos de volume por cliente e número de clientes (+32%). Ainda assim, o principal motor de crescimento foi o segmento industrial, reflectindo uma forte recuperação do número de clientes e volumes comercializados. O preço médio de venda no retalho recuou 3,1% em 2009, com o maior peso do segmento industrial e menores margens decorrentes das actuais condições de mercado a fazerem sentir-se no final do ano.

Comercialização de electricidade em Espanha – A sua performance foi marcada pelo fim da opção de escolha do comercializador de último recurso para todos os consumidores industriais e residenciais (excluindo consumidores de baixa tensão com potência contratada igual ou inferior a 10KW) a partir de Jul-09. Em 2009, o volume vendido aos nossos clientes livres em Espanha cresceu 30% (44% no 4T09 vs 4T08) reflectindo a expansão da base de clientes (+350%) essencialmente suportada pelo segmento residencial, com menor consumo per capita, e pelo volume trazido com o acordo com a CIDE⁽³⁾, em Jul-09. A nossa quota de mercado recuou 1 p.p., para 11%. O preço médio de venda manteve-se estável em €62/MWh em 2009, reflectindo por um lado o peso de contratos firmados no final de 2008 (quando os preços de electricidade a prazo estavam mais elevados) e, por outro lado, o preço mais baixo implícito nos contratos recentemente firmados.

Dados-chave	2009	2008	Δ%	Δ Abs
Electricidade em Portugal				
Volume Vendido (GWh)	5.529	947	484%	+4.582
Quota de Mercado (%)	65%	80%	-	-15 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	66,4	68,5	-3,1%	-2
Número de Clientes (mil)	260	197	32%	+63
Electricidade em Espanha				
Volume Vendido (GWh) ⁽¹⁾	15.445	11.916	30%	+3.529
Quota de Mercado (%)	11%	12%	-	-1 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh) ⁽¹⁾	61,5	61,8	-0,5%	-0
Número de Clientes (mil)	527	117	350%	+410
Gás				
Espanha - Volume Vendido (GWh)	21.261	23.164	-8,2%	-1.904
Espanha - Quota Mercado (%)	8,7%	8,9%	-	0 p.p.
Portugal - Volume Vendido (GWh)	983	0	-	-
Portugal - Quota Mercado (%) ⁽²⁾	25%	na	-	-
Margem Bruta Média (€/MWh)	2,4	1,6	55%	+1
Número de Clientes (mil)	834	628	33%	+205

Comercialização de gás (P. Ibérica) – Em Espanha, apesar do menor volume comercializado (-8% em 2009), importa referir a estabilização observada no 4T09 (-1% vs 4T08), suportada pelo segmento industrial. O número de clientes no nosso portfolio em 2009 já inclui os aportados na compra de activos de gás à Gas Natural em 31-Dez-09, cujo consumo (c1,1TWh/ano) deverá ser contabilizado a partir de 1-Jan-10. Em Portugal, a EDP iniciou operações no segmento industrial em Abr-09, com 983GWh fornecidos até ao final de Dez-09 e uma quota de mercado de 25% (com base no consumo anualizado, incluindo vendas a centrais de cogeração). A margem bruta na P. Ibérica cresceu de €1,6/MWh para €2,4/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). No entanto, é de referir a contracção de margem verificada no 4T09 (para c€0,80/MWh) deixando antever condições operacionais mais difíceis em 2010.

Os **custos operacionais controláveis**⁽⁴⁾ com comercialização de electricidade aumentaram 6% suportados pelo aumento de actividade. Na comercialização de gás, os custos operacionais totais recuaram 2%, tendo os custos adicionais decorrentes do aumento de actividade sido compensados por menores custos não recorrentes em 2009.

Perspectivas: As margens de **comercialização de electricidade** na P. Ibérica deverão estar sob maior pressão em 2010, reflectindo o ajustamento de preços de venda aos actuais preços em mercado grossista e o enquadramento concorrencial. Neste contexto, refira-se que o grupo EDP já contratou para 2010 e a preços fixos, um volume equivalente a cerca de 100% dos volumes comercializados a clientes em 2009. Na **comercialização de gás**, a EDP espera reforçar a sua posição no segmento residencial em Espanha através da adição do consumo do portfolio adquirido à Gas Natural. Em termos de margens, espera-se uma compressão nos próximos trimestres resultante de menores preços médios de venda (reflectindo as actuais condições de abastecimento de gás) e o actual enquadramento concorrencial (com os operadores a tentarem colocar o excesso de gás junto do retalho). Mesmo assim, a nossa posição em termos de contratos com cláusulas 'take-or-pay' poderá permitir-nos compensar parcialmente alguma pressão de preços em 2010, recorrendo pontualmente à compra de gás mais barato no mercado.

(1) Inclui electricidade vendida pela Naturgas

(2) Com base no consumo anualizado

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

(4) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	Europa (€ M)			EUA (USD M)			EDP Renováveis (€ M) ⁽¹⁾		
	2009	2008	Δ 09/08	2009	2008	Δ 09/08	2009	2008	Δ 09/08
Margem Bruta	436,4	388,9	12%	282,7	193,9	46%	642,0	520,2	23%
Forn. e serviços externos	68,7	55,8	23%	90,9	67,0	36%	148,3	106,4	39%
Custos com Pessoal	13,9	18,7	-26%	29,2	26,6	10%	42,5	38,6	10%
Outros custos operac. (líquidos)	5,5	7,6	-28%	(135,3)	(104,2)	30%	(91,4)	(62,7)	46%
Custos Operacionais	88,0	82,1	7%	(15,3)	(10,6)	-44%	99,5	82,3	21%
EBITDA	348,4	306,8	14%	298,0	204,5	46%	542,5	437,9	24%
Provisões	(0,2)	(0,8)	-	-	-	-	(0,2)	(0,8)	-
Amortizações líquidas	153,3	119,4	28%	218,7	129,5	69%	311,9	207,1	51%
EBIT	195,3	188,2	4%	79,3	75,0	6%	230,8	231,6	-0,4%
Result. alienação act. financ.	0,3	2,4	-89%	-	-	-	0,3	2,4	-89%
Resultados financeiros	(167,9)	(148,9)	13%	(69,8)	(62,6)	11%	(72,4)	(77,2)	-6%
Resultados em associadas	4,2	4,4	-	(0,4)	(0,0)	-	3,9	4,4	-
Resultados Antes de Impostos	31,9	46,1	-31%	9,1	12,4	-26%	162,5	161,2	1%
IRC e Impostos diferidos	7,3	17,0	-57%	-	-	-	(44,8)	(49,0)	-9%
Operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado Líquido do Exercício	24,5	29,1	-16%	9,1	12,4	-26%	117,8	112,2	5%
Accionistas da EDPR	21,0	24,9	-16%	9,1	12,4	-26%	114,3	104,4	10%
Interesses Minoritários	3,5	4,2	-17%	-	-	-	3,4	7,9	-56%

EDP Renováveis	2009	2008	Δ %
Cotação no fim do período (€/acção)	6,63	5,00	33%
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,44	1,39	4%
Euro/USD - Taxa média do período	1,39	1,48	-6%

Dados relevantes de Balanço (€M)	2009	2008	Δ %
Empréstimos bancários e outros	61,0	294,7	-79%
Dívida c/ empresas Grupo EDP (líquida)	2.072,5	774,3	-
Dívida Líquida	2.133,5	1.069,1	-
Interesses Minoritários	107,5	91,5	17%
Passivo ajust. Parc. c/ inv. Inst. ⁽²⁾	835,1	851,8	-2%
Valor Contabilístico	5.220,1	5.107,4	2%

Dívida financeira por divisa (€ M)	2009	2008	Δ %
US Dollar	1.321,2	862,8	53%
Euro	1.352,3	599,5	126%
Dívida Financeira	2.673,4	1.462,3	83%

Resultados Financeiros (€ M)	2009	2008	Δ %
Custos financeiros líquidos	(87,3)	(48,6)	-80%
Custos parcerias c/ inv. institucionais	(54,1)	(43,6)	-24%
Custos capitalizados	74,7	39,2	91%
Outros	(5,7)	(24,2)	76%
Resultados Financeiros	(72,4)	(77,2)	6%

A EDP Renováveis (EDPR) detém, gere e desenvolve todos os activos eólicos do Grupo EDP. A EDPR tem operações em 10 países sendo os principais mercados os EUA (c40% do EBITDA em 2009 e opera em 9 estados) e Espanha (41% do EBITDA em 2009)

Em 2009 o EBITDA da EDPR cresceu 24% para os €543M, reflectindo um aumento de 25% da capacidade instalada vs.2008 (para 5.491MW), um aumento de 40% da produção eólica e uma deterioração nos preços à vista nos EUA e em Espanha.

O USD apreciou 6% face ao EUR vs. 2008 resultando num impacto positivo de €3,5M ao nível do EBIT. Em Dez-09, cerca de 50% da dívida financeira da EDP Renováveis era em USD, uma vez que todas as operações naquele país são inteiramente financiadas por dívida denominada nesta moeda (empréstimos contraídos ao Grupo EDP) e por "tax equity" ou parcerias institucionais com investidores institucionais norte americanos. Como resultado desta estratégia, o impacto de volatilidade cambial EUR/USD é imaterial ao nível do resultado líquido da EDPR.

A dívida financeira aumentou 83% vs. 2008 para €2,7MM em Dez-09, sendo 78% deste valor empréstimos com o Grupo EDP, com 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 acordos com parcerias de investimentos institucionais nos EUA diminuíram ligeiramente para €835M em 2009 de €852M em 2008 reflectindo: i) a amortização em curso deste passivo como consequência dos créditos fiscais que os parceiros institucionais estão a beneficiar do ii) impacto cambial positivo e iii) as parcerias institucionais fechadas ao longo de 2009.

Em 2009, a EDPR angariou com sucesso USD687M através da monetização de créditos fiscais nos EUA, dos quais (i) USD278M através estruturas de parceria institucional tradicionais, (ii) USD216M através de cash grants e (iii) USD193M através de parcerias institucionais que incluem cash grant. Em Set-09 a EDPR fechou um financiamento institucional de €109M pela troca de participação económica no parque eólico de Rail Splitter (Illinois). Este investimento institucional permitirá o acesso à monetização da depreciação acelerada de activos (MACRS) e a ITCs/cash grants". Este acordo representou a primeira transacção institucional que envolve cash grants em lugar de créditos fiscais de produção, melhorando a eficiência fiscal da empresa. Em Dez-09 a EDPR assinou duas novas estruturas de parceria institucional, uma de USD111M referente a uma participação adicional em Ventoli e outra de USD117M para Blue Canyon V.

Em 2009 os custos financeiros caíram 6% para os €72M, suportados por uma maior capitalização de custos vs. 2008 ao nível da holding, associados ao investimento em parques eólicos em construção nos EUA. Os custos com juros subiram 80% como resultado de maior dívida e do seu custo médio de 4,6% em 2008 para 4,8% em 2009.

(1) Inclui Holding, outros e ajustamentos de consolidação;

(2) Inclui proveitos diferidos não recorrentes e caução de depósitos

EDP Renováveis: capacidade instalada e investimento operacional



Capacidade Instalada (MW)	Bruta	% Detida ⁽¹⁾	Capacidade Contribuinte para EBITDA			
			Dez-09	Dez-08	Δ %	Δ 09/08
Espanha	2.278	1.787	1.861	1.692	10%	+169
Regime transitório RD 661/2007	1.414	1.064	1.091	1.101	-1%	-10
	864	723	770	591	30%	+179
Portugal	680	660	595	553	8%	+42
Antiga Remun.	595	575	595	553	8%	+42
Nova Remun.	85	85	-	-	-	-
França	220	220	220	185	19%	+35
Polónia	120	112	120	-	-	+120
Bélgica (CAE)	57	40	57	47	21%	+10
EUA	2.859	2.642	2.624	1.923	36%	+700
CAE	1.825	1.769	1.750	1.459	20%	+292
Hedged	264	138	138	138	0%	-
Mercado	770	735	735	327	125%	+409
Brasil	14	8	14	-	-	+14
Total	6.227	5.469	5.491	4.400	25%	+1.091

MW Brutos	Em Constr.	Pipeline			Prospects	Total
		Tier 1	Tier 2	Tier 3		
Espanha	308	320	485	1.822	2.341	5.275
Portugal	53	344	18	9	200	624
Resto Europa	280	106	526	792	1.855	3.558
- França	39	49	70	294	726	1.177
- Bélgica	13	-	-	37	25	74
- Polónia	-	-	456	406	604	1.466
- Roménia	228	57	-	56	500	841
EUA	99	748	5.634	8.710	4.154	19.345
Brasil	-	70	234	336	869	1.509
Total	739	1.587	6.897	11.669	9.419	30.310

Investimento Operacional (€M)	2009	2008	Δ %	Δ Abs.
Espanha	561	684	-18%	-124
Portugal	102	85	19%	+16
Resto da Europa	351	123	-	+228
Europa	1.014	893	13%	+120
EUA - Inv. Operacional Bruto	826	1.198	-	-
EUA - Cash Grant Recebido	-156	-	-	-
EUA - Inv. Operacional Líquido	670	1.198	-44%	-527
Outros	6	-	-	+6
Total	1.690	2.091	-19%	-400

Imobilizado em Curso (€M)	2009	2008	Δ %	Δ Abs.
MW em Construção e Desenvolvimento	1.116	1.061	5%	+55

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

A capacidade instalada de EDPR aumentou 1.091MW em 2009, representando um crescimento de 25% vs.2009. Como consequência a EDPR gere presentemente um portfólio de 5.491MW de capacidade (ou 6,227MW brutos). Do total deste aumento 700MW foram instalados nos EUA, 169MW em Espanha, 42MW em Portugal, 10MW na Bélgica e 35MW em França. No Brasil foram adicionados 14MW adquiridos em Mar-09. No 4T09, a EDPR instalou 329MW nos EUA, 109MW em Espanha e 9 em França. Na Polónia os primeiros 120MW foram instalados (Margonin). Adicionalmente em Portugal, o consórcio Eólicas de Portugal (detida em 40% pela EDPR, consolidada pelo método de equivalência patrimonial) comissionou 212MW, dos quais 85MW são atribuíveis à EDPR (incluídos na capacidade bruta instalada).

A capacidade em construção em Dez-09 era de 739MW, dos quais 640MW na Europa e 99MW nos EUA. Na Europa, 48% desta capacidade (308MW) está em construção em Espanha, 8% em Portugal (53MW de capacidade atribuível à EDPR) e 44% no Resto da Europa, onde é de destacar o início de construção do primeiro parque eólico na Roménia (228MW).

O investimento operacional líquido totalizou €1.690M, reflectindo o fim de construção de 1,1GW e 739MW em construção. O investimento operacional relacionado com construção e desenvolvimento de capacidade totalizou €1.625M, que reflecte os trabalhos finais com capacidade em funcionamento, a capacidade instalada no período e a capacidade em construção e desenvolvimento. O investimento operacional com depósitos de turbinas totalizou €65M, representando 4% do total. É importante realçar que os trabalhos em curso, relacionados com capacidade em construção/desenvolvimento totalizaram €1.116M em Dez-09, reflectindo o investimento já efectuado nestes projecto

Nos EUA a aprovação, no 1T09, do American Recovery and Reinvestment Act, forneceu o enquadramento legal adequado à monetização de incentivos fiscais decorrentes do desenvolvimento eólico, nomeadamente com a introdução de uma opção de cash grant correspondente a 30% do investimento em parques, em alternativa aos PTCs. No que respeita ao ambiente de mercado das novas instalações eólicas nos EUA, o preços mais baixos da energia tornaram mais desafiantes as aprovações de PPAs por parte das PUCs (Public Utility Commissions) enquanto que a menor procura de electricidade está a adiar as necessidades de curto prazo de PPAs das eléctricas com operadores de energias renováveis. Para além disso, a incerteza actual em relação à aprovação, por parte do Congresso, de um RES Federal, não está a colocar pressão homogénea nas eléctricas para fecharem PPAs ou fecharem créditos renováveis. Tendo em consideração o actual momento do mercado dos EUA, a EDPR deverá ajustar o seu ritmo de crescimento de novas instalações de 1,4GW em 500MW por ano em 2010-11. Esta redução poderá ser revertida em caso de melhorias do mercado dos PPAs e/ou da aprovação de uma nova Energy Bill com targets renováveis efectivos.

É de assinalar que já no início de 2010 a EDPR entrou em 2 novas geografias: Reino Unido e Itália. No Reino Unido a EDPR entrou através de uma joint venture, na qual detém 75%, a qual foram atribuídos os direitos exclusivos para 1,3GW de parques eólicos off-shore. Em Itália, a EDPR entrou através da aquisição (€12M) da Italian Wind, srl, adicionando ao seu portfólio vários projectos em Itália, totalizando 520MW em diferentes estádios de desenvolvimento. Estas novas geografias vieram ampliar as opções de crescimento de longo prazo da EDPR.

EDP Renováveis: Performance Operacional



DR Operacional (€m)	EUROPA			EUA			EDP Renováveis		
	2009	2008	Δ 09/08	2009	2008	Δ 09/08	2009	2008	Δ 09/08
Margem Bruta	436,4	388,9	12%	203,5	131,3	55%	642,0	520,2	23%
Fornecimentos e serviços externos	68,7	55,8	23%	65,4	45,4	44%	148,3	106,4	39%
Custos com pessoal	13,9	18,7	-26%	21,0	18,0	16%	42,5	38,6	10%
Outros custos operac. (líquidos) (1)	5,5	7,6	-28%	(97,4)	(70,6)	-38%	(91,4)	(62,7)	-46%
Custos Operacionais	88,0	82,1	7%	(11,0)	(7,2)	-53%	99,5	82,3	21%
EBITDA	348,4	306,8	14%	214,4	138,5	55%	542,5	437,9	24%
Provisões	(0,2)	(0,8)	77%	-	-	-	(0,2)	(0,8)	77%
Amortizações líquidas	153,3	119,4	28%	157,4	87,7	79%	311,9	207,1	51%
EBIT	195,3	188,2	4%	57,0	50,8	12%	230,8	231,6	0%
Número de Empregados	365	324	+41	303	276	+27	721	630	+91
Opex/MW médio (€ 000) (2)	34,8	42,8	-19%	32,9	42,7	-23%	37,2	40,9	-12%
Opex / MWh (2)	17,7	21,1	-16%	12,1	14,7	-17%	17,4	17,8	-9%

Europa - Margem Bruta (€ M)	2009	2008	Δ %	EUA M. Bruta Ajustada (€ M)	2009	2008	Δ %
Portugal	123,1	97,9	26%	Receitas de Electric. & RECs	204,6	131,8	55%
Espanha	273,3	264,9	3%	Custos Directos	-1,2	-0,5	-
Resto da Europa	39,1	17,0	130%	Margem Bruta	203,5	131,3	55%
Eólica	435,6	379,8	15%	Receitas PTCs e Outras	82,7	61,2	35%
Outros & Ajustamentos	0,8	9,1	-91%	Margem Bruta Ajustada	286,1	192,5	49%
Total	436,4	388,9	12%				

Electricidade produzida (GWh)	2009	2008	Δ %
Portugal	1.275	1.028	24%
Espanha	3.275	2.634	24%
Resto da Europa	426	238	79%
Europa	4.975	3.900	28%
EUA	5.905	3.907	51%
Brasil	26	-	-
Electricidade Produzida	10.907	7.807	40%

Factor Médio Utilização (%)	2009	2008	Δ
Portugal	28%	27%	1 pp
Espanha	26%	26%	0 pp
Resto da Europa	23%	23%	0 pp
Europa	26%	26%	0 pp
EUA	32%	34%	(2 pp)
Brasil	22%	-	-
Total	29%	30%	(1 pp)

Tarifas Médias	2009	2008	Δ %
Eólico Europa (€/MWh)	87,2	98,0	-11%
Portugal	94,5	93,8	1%
Espanha	84,0	100,7	-17%
Preço médio na Pool	34,5	62,1	-44%
Resto da Europa	89,7	70,7	27%
Preço médio US(USD/MWh)	48,2	49,0	-2%
Preço PPA/Cobertura	52,4	48,3	8%
Preço em mercado	29,8	60,5	-51%

O EBITDA da EDPR subiu 24% em 2009 e 31% vs. 4T08. A margem bruta subiu 23%, baseada num aumento de 40% da energia produzida suportada por um aumento de 25% da capacidade instalada, de factores de utilização estáveis e de uma diminuição de 14% na margem bruta ajustada/MWh, reflectindo os menores preços nos EUA e em Espanha. Os custos operacionais subiram 21% vs. 2008 e as depreciações e amortizações líquidas aumentaram 51% vs. 2008, reflectindo o aumento da capacidade instalada. Como resultado o EBIT da EDPR permaneceu estável vs. 2008 em 2009.

A produção eólica aumentou 40% vs. 2008. Na Europa, a produção eólica aumentou 28% com base num aumento de 15% da capacidade instalada e num factor de utilização médio de 26%. Nos EUA, a produção eólica subiu 51% vs. 2008 no seguimento de um aumento de 36% da capacidade instalada enquanto que o factor de utilização médio caiu 2% para os 32%. Note-se que as reduções de disponibilidade dos novos parques eólicos estão financeiramente cobertos pelas garantias dos fornecedores (receita de USD17M em 2009).

O preço médio de venda nos EUA caiu 2% vs. 2008. O preço médio de venda dos nossos contratos de longo prazo (PPAs) cresceu 8% vs. 2008, reflectindo um preço mais elevado dos últimos contratos adicionados em 2008 e 2009 ao nosso portfolio de PPAs. É de assinalar que a energia vendida sob PPAs em 2009 totalizou 4.798 GWh (81% da produção nos EUA). O preço médio de venda para a energia eólica vendida em mercado caiu 51%, reflectindo a deterioração dos preços da electricidade nos EUA, nomeadamente a menor procura de energia por parte do sector industrial e preços mais baixos dos combustíveis. É também de destacar que em 2009 a EDPR vendeu 1.107GWh em mercado nos EUA (19% da produção nos EUA), com o PJM a ser o principal mercado de destino da produção em mercado.

No 4T09, o preço médio de venda em mercado nos EUA subiu 54% vs. 3T09 subindo de USD22,6/MWh para USD34,9/MWh, reflectindo essencialmente a recuperação dos preços no mercado PJM no período. Também no que diz respeito à capacidade em mercado, a EDPR vendeu 1,1 milhões de RECs a USD9/REC. Já em Fev-10 a EDPR fechou um contrato de longo prazo (PPA) a 20 anos com a TVA (Tennessee Valley Authority) para 115MW do parque Pioneer Prairie I. Para além disso a EDPR continua activamente em negociações para fechar novos PPAs nos EUA, com o objectivo de reduzir a sua exposição aos mercados de energia de curto prazo. Para 2010 a EDPR espera que a energia produzida em mercado ronde os 25% do total produzido por si nos EUA.

O preço médio de venda em Espanha caiu 17% vs. 2008 reflectindo a quebra de 44% nos preços da pool e vendas forward a preços mais elevados que tiveram um impacto positivo de c€6,0/MWh no preço médio de venda em Espanha ou €19M ao nível da margem bruta. Note-se que 21% da produção em Espanha em 2009 (697GWh) estiveram protegidos pelo sistema de cap e floor, 61% vendido forward enquanto que apenas 18% da produção (587GWh) esteve exposto aos preços da pool. Para 2010 a produção protegida por este sistema (€75/MWh preço mínimo) deverá representar 40% do total produzido em Espanha, dado que todas as novas adições de capacidade serão sob este sistema. Para além disso a EDPR tem já vendida para 2010 1.400GWh (c50% da sua produção esperada fora do sistema de cap e floor) com um preço médio de venda de €78/MWh (€40/MWh de preço na pool+€38/MWh de prémio fixo.)

As tarifas no resto da Europa cresceram 27% vs. 2008, no seguimento de uma tarifa anormalmente baixa em 2008 (grande peso de capacidade em teste em França que implica uma tarifa muito baixa). Corrigida deste efeito, a tarifa final deveria ter sido de €83/MWh significando um crescimento de 8% vs. 2008.

(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			
	2009	2008	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.371,0	1.482,1	-7,5%	-111
Fornecimentos e serviços externos	289,2	284,3	1,7%	+5
Custos com pessoal	164,3	173,8	-5,5%	-9
Custos com benefícios sociais	94,4	132,1	-29%	-38
Rendas de concessão	239,5	227,5	5,3%	+12
Outros custos operacionais (líquidos)	(6,1)	(23,5)	74%	+17
Custos Operacionais	781,2	794,3	-1,6%	-13
EBITDA	589,9	687,9	-14%	-98
Provisões	8,6	(1,5)	-	+10
Amortizações líquidas	258,1	248,6	3,8%	+9
EBIT	323,2	440,7	-27%	-118

O EBITDA recorrente das actividades de distribuição e comercialização de último recurso aumentou 11%, para €587M em 2009, excluindo ajustamentos de anos anteriores⁽¹⁾ (€15M em 2009 vs. €195M em 2008) e custos com a reestruturação de RH (€13M em 2009 vs. €38M em 2008). A **margem bruta regulada** caiu 8% para €1.336M em 2009 (+5% excluindo ajustamentos tarifários). Em 2008 (na sequência de alterações legislativas) os desvios tarifários passaram a estar reconhecidos na margem bruta. Assim, pela primeira vez em 2009, a margem bruta excluindo prestações de serviços e outros converge para os proveitos permitidos do período.

A **electricidade entrada na rede de distribuição** diminuiu 1,4% no período para 49TWh em 2009 (-1,8% ajustada dos efeitos temperatura e dias úteis). No 4T09, a procura de electricidade diminuiu apenas 1% vs. 4T08. Por nível de tensão, o consumo em Baixa Tensão (BT) (clientes residenciais) cresceu c3%, enquanto o consumo em Não-Baixa Tensão (NT)⁽³⁾ (clientes industriais) diminuiu c5%.

Os **proveitos regulados da actividade de distribuição** totalizaram €1.207M em 2009, de acordo com o estabelecido pelo regulador (ERSE) e beneficiando de uma redução no nível de perdas. De notar que c55% destes proveitos são fixos, c35% dependem da energia distribuída em BT e apenas c10% da energia distribuída em NT. Assim, variações no consumo dos clientes industriais têm um impacto reduzido nos proveitos regulados. Em 2009, a distribuição regulada registou um desvio tarifário positivo a devolver às tarifas de €18M, que resultou essencialmente de um *mix* de consumos mais favorável do que o assumido pela ERSE.

Em 2009, a nossa **comercializadora de último recurso, a EDP Serviço Universal** (EDP SU) comercializou 38TWh de electricidade, o que ficou 6TWh abaixo do pressuposto da ERSE, devido essencialmente à passagem dos clientes para o mercado liberalizado, nomeadamente no segmento industrial, sendo que a quota de mercado da EDP SU em termos de electricidade comercializada em Portugal diminuiu de 97% em 2008 para 82% em 2009 (71% no 4T09). Adicionalmente, o custo médio com a compra de electricidade foi de €47/MWh em 2009, vs. uma previsão da ERSE de €71/MWh. O menor volume comercializado a um preço inferior ao esperado originou um desvio tarifário positivo de €790M em 2009, a devolver às tarifas principalmente durante o ano 2010. Este desvio, em conjunto com o défice tarifário ex-ante de €447M fixado pela ERSE aquando da definição das tarifas para 2009, originou um desvio tarifário positivo de €343M (reconhecido na margem bruta em 2009).

Em síntese, um desvio tarifário positivo de €361m foi reconhecido em 2009, o que em conjunto com a securitização de €1,7MM de défices tarifários (Mar-09: €1,2MM de défice acumulado em 2007/08; Dez-09: €0,4MM do défice ex-ante de 2009), entre outros aspectos, possibilitou **uma redução do montante de recebimentos futuros da actividade regulada, de uns positivos €1,15MM a Dez-08 para uns negativos €509M a Dez-09.**

Os **custos operacionais controláveis caíram 1%**: (i) o aumento dos FSE reflecte essencialmente um aumento nos custos de *back-office* e outros, resultante de uma nova imposição regulatória (alteração de facturação bimestral para mensal e aumento na frequência de leituras), bem como um aumento nos custos de O&M devido a condições atmosféricas adversas que danificaram a rede de distribuição, nomeadamente no 4T09; (ii) os custos com pessoal diminuíram 2% (excluindo indemnizações e capitalização de custos) reflectindo um menor número de empregados. Os **custos com benefícios sociais caíram 29%**, consequência de menores custos com a reestruturação de RH: €13M em 2009 (38 pré-reformas concretizadas em Dez-09) vs. €38M em 2008 (148 pré-reformas que acordaram a saída para o 1T09), e menores provisões para actos médicos.

O **investimento operacional** totalizou €245M em 2009, com enfoque na expansão da rede e na melhoria da qualidade do serviço. Devido a condições atmosféricas particularmente adversas no 4T09 em Portugal, o tempo de interrupção equivalente aumentou 18 min. no 4T09 vs. o 4T08 (+8 min. em 2009 vs. 2008).

Em Dez-09, a ERSE definiu um aumento médio de 2,9% para as **tarifas de electricidade em Portugal em 2010**, assumindo uma previsão de consumo em linha com o estimado para 2009 (45,1TWh) e um preço médio de aquisição de energia eléctrica de 50,8 €/MWh. A ERSE fixou em 8,39% a taxa de remuneração das nossas actividades reguladas, traduzindo-se numa margem bruta regulada para 2010 de €1.300M.

Margem Bruta	2009	2008	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta Regulada (€M)	1.336,5	1.452,9	-8,0%	-116
Período actual	1.321,2	1.257,8	5,0%	+63
Ajustamentos de anos anteriores (1)	15,3	195,1	-92%	-180
Ajust. de Cash-flow à Mg Bruta (€M)	56,1	(977,4)	-	+1.034
Desvio tarifário do período	361,1	(977,4)	-	+1.339
Ajustamentos de anos anteriores	(305,0)	-	-	-305
Rede de Distribuição				
Prov. regulados - Período actual (€M)	1.207,4	1.162,6	3,9%	+45
Electricidade entrada na rede (GWh)	49.422	50.102	-1,4%	-679
Número de clientes ligados à rede (mil)	6.120	6.088	0,5%	+32
Comercialização de Último Recurso				
Prov. regulados - Período actual (€M)	116,0	97,5	19%	+19
Número de clientes fornecidos (mil)	5.843	5.890	-0,8%	-48
Electricidade entrada na rede (GWh)	40.452	48.796	-17%	-8.345
Preço de compra OMIP(€/MWh)	46,9	76,5	-39%	-30
Activos/(Passivos) Regulatorios (€M)	(508,9)	1.145,4	-	-1.654
Investimento & Custos Operac.	2009	2008	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (2)	453,4	458,1	-1,0%	-5
Opex/cliente (€/cliente)	74,1	75,2	-1,5%	-1
Opex/km de rede (€/km)	2.077,7	2.129,6	-2,4%	-52
Empregados (#)	4.455	4.675	-4,7%	-220
Investimento Operacional (€M)	244,9	239,1	2%	+6
Rede de Distribuição (Km)	218,2	215,1	1,4%	+3
Tempo de Interrup. Equivalente (min) (4)	121	113	7,1%	+8

(1) 2009: reconhecimento de um proveito regulatório de €15M (acerto ao desvio tarifário de 2008); 2008: recuperação através das tarifas de desvios tarifários de anos anteriores; reconhecimento do défice tarifário 2007; e reposição do défice 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) Ajustado de impactos não recorrentes (tempestades, incêndios...etc)

Distribuição de Electricidade e Comercialização de Último Recurso em Espanha



DR Operacional (€ M) (1)	2009	2008	Δ 09/08	Δ Abs.
Margem Bruta	186,0	158,1	18%	+28
FSEs	63,7	59,9	6,2%	+4
Custos com Pessoal	18,5	20,9	-12%	-2
Custos com Benefícios Sociais	2,9	3,6	-19%	-1
Outros custos (proveitos) operacionais	(3,2)	(8,3)	61%	+5
Custos Operacionais	81,9	76,1	7,5%	+6
EBITDA	104,2	81,9	27%	+22
Provisões	5,4	0,1	-	+5
Depreciações e amortizações líquidas	30,7	25,7	19%	+5
EBIT	68,1	56,1	21%	+12
Proveitos Regulados	148,9	145,2	2,6%	+4
Transporte	7,4	6,4	15%	+1
Distribuição	133,5	130,8	2,1%	+3
Comercialização	8,1	8,0	0,7%	+0
Activos Regulatórios (2)	501,4	416,2	20%	+85
Défice tarifário do período	171,8	252,6	-32%	-81
Défice tarifário de anos anteriores	329,7	163,6	102%	+166

O EBITDA Recorrente das nossas actividades de distribuição de electricidade e comercialização de último recurso em Espanha aumentou 13% no período para €87M em 2009. A margem bruta aumentou 18% para €186M em 2009, reflectindo um aumento de 3% das receitas reguladas reconhecidas nas tarifas de 2009, uma contribuição de €7M da nossa actividade de comercialização de último recurso, iniciada em Jul-09, e um aumento de €17M nos outros proveitos, explicado: i) por um aumento de €3M nas receitas com os *upfront fees* recebidos pela ligação de novos clientes; ii) pela contabilização em 2009 de um proveito não-recorrente de €18M relativo ao reconhecimento dos *upfront fees* cobrados anteriormente pela ligação de novos clientes (consequência do fim das tarifas reguladas em Jul-09); e iii) pela contabilização em 2008 de €5M relativos ao recebimento de proveitos regulados de anos anteriores.

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 6% para 9,1TWh em 2009, reflexo da actual crise económica. Nas Astúrias, as indústrias de capital intensivas têm um peso significativo na procura de electricidade, o que se reflectiu numa redução de 7% dos consumos em AT e MT (industriais), enquanto o consumo em BT (residencial) diminuiu em apenas 1%. No entanto, durante o 4T09, o volume de electricidade distribuída pela HC Distribución aumentou 0,6% vs. 4T08, devido a uma recuperação dos consumos no segmento industrial.

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 forneceu 614 GWh a clientes à tarifa de último recurso, o que representa uma redução de 81% vs. o 2S08.

Distribuição em Espanha	2009	2008	Δ %	Δ Abs.
Consumidores de electricidade	645	628	2,6%	+16
Comercialização Regulada	422	549	-23%	-127
Comercialização Mercado Regulado	222	79	182%	+143
Electricidade Distribuída (GWh)	9.131	9.679	-5,7%	-548
Baixa Tensão	2.594	2.633	-1,5%	-39
Média Tensão	1.215	1.284	-5,4%	-69
Alta Tensão	5.322	5.762	-7,6%	-440
Electricidade Comercializada (GWh) (1)	3.133	7.240	-57%	-4.107
Baixa tensão	1.563	2.043	-23%	-480
Média Tensão	11	133	-92%	-122
Alta Tensão	1.559	5.064	-69%	-3.505
Custos Operacionais Controláveis (3)	82,1	80,8	1,6%	+1
Opex/cliente (€/cliente)	127,4	128,7	-0,9%	-1
Opex/Km de rede (€/Km)	3.755,3	3.785,6	-0,8%	-30
Número de empregados	368	366	0,5%	+2
Invest. Operacional (líquido de subsídios) (€M)	44,4	51,2	-13%	-7
Rede de distribuição ('000 Km)	21,9	21,4	2,4%	+1
Tempo de Interrupção Equivalente	132	65	104%	+68

Os custos operacionais controláveis aumentaram 2% no período: (i) o aumento dos FSE deve-se essencialmente a um aumento nos custos de O&M, após a passagem do ciclone Klaus que afectou o Norte de Espanha no início do ano; e (ii) os custos com pessoal diminuíram €2M, reflectindo a redução do número de colaboradores que ocorreu no 4T08.

O investimento operacional diminuiu 13% no período para os €44M em 2009, devido essencialmente a uma redução dos investimentos em novas ligações e equipamentos de medida. O acima mencionado ciclone Klaus, que danificou a nossa rede de distribuição, reflectiu-se num aumento de 68 min. no tempo de interrupção equivalente.

Em Dez-09, o governo espanhol publicou uma Ordem Ministerial com a remuneração para a actividade regulada de distribuição de electricidade. As receitas reguladas atribuíveis à HC Distribución para 2010 totalizam €146M, o que representa um crescimento anual de 3%. Note-se que este montante exclui €7M de receitas reguladas relativas à actividade de transporte, que tem que ser vendida à REE antes de 3 de Julho de 2010 (Lei 17/2007).

As tarifas em 2009 foram insuficientes para cobrir os custos do sistema eléctrico, o que se traduziu num défice estimado de €4,6MM para 2009, dos quais €172M estavam reflectidos, a Dez-09, nos recebimentos futuros da actividade regulada da HC Energia. Estes valores estão líquidos do impacto do RD 11/2007 ("CO2 clawback"). O RDL 6/2009 (Mai-09) permite a securitização do défice tarifário espanhol e estabelece um calendário para a progressiva eliminação do mesmo (a partir de Jan-13, as tarifas de acesso deverão ser suficientes para cobrir os custos das actividades reguladas). O processo para a securitização do défice tarifário acumulado relativo aos anos 2006-08, que ascende a €6MM (líquido do "CO2 clawback") para o sistema, está em curso. A Dez-09, a parcela deste défice atribuível à HC Energia é de c€330M. Para 2010, o défice tarifário do sistema espanhol está estimado em €3,0MM.

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

(2) Valor para o ano 2009 líquido dos custos com "CO2 clawback"

(3) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal

Gás - Actividade Regulada



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha			Total		
	2009	2008	Δ 09/08	2009	2008	Δ 09/08	2009	2008	Δ 09/08
Margem Bruta	39,9	42,7	-6,4%	180,3	187,7	-3,9%	220,3	227,9	-3,3%
FSEs	11,0	12,4	-11%	22,8	25,7	-11%	33,8	33,7	0%
Custos Pessoal	4,8	4,2	13%	19,4	18,4	5,2%	24,2	22,3	8,4%
Custos Benefícios sociais	0,1	0,1	56%	0,4	0,4	8,3%	0,6	0,5	16%
Outros custos operac. (líquidos)	2,9	5,9	-	0,4	-7,0	-	3,3	-0,4	-
Custos Operacionais	18,8	22,6	-17%	43,0	37,5	15%	61,9	56,1	10,3%
EBITDA	21,1	20,0	5,4%	137,3	150,1	-8,6%	158,4	171,8	-7,8%
Provisões	0,7	(0,0)	-	0,2	0,5	-63%	0,9	0,5	98%
Depr. e Amortizações líquidas	11,1	10,3	8,1%	33,8	31,8	6,2%	44,9	42,1	6,7%
EBIT	9,3	9,8	-5,3%	103,3	117,8	-12,3%	112,6	129,2	-12,9%
Investimento operacional (€ M)	33,4	27,0	24%	48,2	63,8	-24%	81,6	90,8	-10%
Distribuição	33,4	27,0	24%	23,6	25,8	-8,4%	57,0	52,8	8%
Transporte	-	-	-	24,6	38,0	-35%	24,6	38,0	-35%
Empregados (#)	60	103	-42%	285	271	5,2%	345,0	374,0	-7,8%

Actividade Regulada	2009	2008	% Δ	Abs. Δ
Número Clientes (mil)	1.185,2	891,1	33,0%	+294
Portugal	221,4	201,1	10%	+20
Clientes Finais	221,3	201,0	10%	+20
Clientes acesso	0,1	0,1	94%	+0
Espanha (2)	963,8	690,0	39,7%	+274
Volume de Gás (GWh)	25.101	26.640	-5,8%	-1.539
Portugal	6.133	5.952	3,0%	+181
Clientes Finais	2.313	2.693	-14,1%	-381
Clientes acesso	3.820	3.258	17,2%	+562
Espanha	18.968	20.688	-8,3%	-1.720
Receitas Reguladas (€ M)	200,5	193,0	3,9%	+7,5
Portugal	39,9	42,7	-6%	-2,7
Espanha	160,5	150,3	6,8%	+10,2
Transporte	20,2	16,6	22%	+3,6
Distribuição	140,3	130,1	7,9%	+10,3
Comercialização Regulada	0,0	3,6	-100%	-3,6
Rede (Km)	12.573	9.048	39,0%	+3.525
Portugal - Distribuição	3.508	3.220	9,0%	+289
Espanha - Distribuição (2)	8.703	5.519	57,7%	+3.183
Espanha - Transporte	362	309	17%	+53

O EBITDA das nossas actividades reguladas de gás diminuiu 8% no período para €158M em 2009, devido à contabilização em 2008 e 2009 de alguns itens não-recorrentes. O EBITDA recorrente aumentou 4% no período para €161M em 2009.

Em Espanha, a margem bruta caiu 4% no período, devido à contabilização de alguns itens não-recorrentes, incluindo o reconhecimento em 2008 de um proveito de €14M relacionado com os *upfront fees* cobrados anteriormente pela ligação de novos clientes (consequência do fim das tarifas reguladas em Jul-08). Excluindo estes impactos, a margem bruta aumentou 5% para €183M. As receitas reguladas aumentaram 7% para €161M em 2009:

(i) As receitas reguladas da distribuição de gás aumentaram 8% para €140M, reflectindo um crescimento homólogo de 2% dos pontos de abastecimento, para 706 mil⁽³⁾, e um aumento de 2% da extensão da rede de distribuição para 5.623Kms⁽³⁾. O volume de gás distribuído diminuiu 8% no período (em linha com a redução de 8% da procura convencional de gás no mercado espanhol), reflectindo uma redução de 15% do gás distribuído em alta pressão (essencialmente clientes industriais), que mais do que compensou o aumento de 6% do gás distribuído em baixa pressão (essencialmente clientes residenciais);

(ii) As receitas reguladas do transporte cresceram 22%, 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.

Em Dez-09, o governo espanhol publicou uma Ordem Ministerial com a remuneração para as actividades reguladas de gás. As receitas reguladas atribuíveis à NGE para 2010 totalizam €168M, o que representa um crescimento anual de 5%, excluindo o contributo dos activos adquiridos à Gas Natural, que representarão mais €50M de receitas reguladas em 2010.

Em Portugal, foi assinado em 2008 um novo contrato de concessão com o Estado Português (40 anos de 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. Esta nova realidade entrou em vigor em Jul-08 e traduziu-se numa redução anual de 6% das receitas reguladas de gás em 2009. No que se refere aos dados operacionais, a extensão da nossa rede de distribuição aumentou 9%, enquanto os pontos de abastecimento aumentaram 10%. O volume de gás distribuído aumentou 3% no período, suportado pelo aumento dos pontos de abastecimento.

Em Jun-09, o regulador Português (ERSE) definiu as tarifas de gás para Portugal para o ano gás Jul-09/Jun-10. Os 9% de retorno sobre os activos para a distribuição de gás, fixados no início deste período regulatório de 3 anos (Jul-08 a Jun-11) traduziram-se nuns proveitos regulados de €51M, o que representa um crescimento homólogo de 47%, explicado pelo reconhecimento retroactivo das reavaliações iniciais dos activos, que não foram consideradas em 2009.

Os custos operacionais controláveis⁽⁴⁾ aumentaram 4% no período, em linha com o crescimento da actividade. Os outros custos operacionais (+€3,7M no período) foram afectados pela contabilização em 2008 de um custo não-recorrente de €5M em Portugal e de um proveito não-recorrente de €8M em Espanha.

O investimento operacional caiu 10% devido à antecipação, no final de 2008, de alguns investimentos na rede de transmissão, nomeadamente com o pipeline de Bergara-Irun, prevendo-se que este esteja operacional no final de 2010, representando um investimento total de €68M.

A 31 de Dezembro de 2009, a NGE concluiu a aquisição à Gas Natural de alguns activos de distribuição de gás natural em baixa pressão nas regiões da Cantábria e Múrcia, bem como de activos de distribuição de gás natural em alta pressão nas regiões do País Basco, Astúrias e Cantábria. Estes activos representavam no final de 2009 3.080Km de gasodutos e 257.573 pontos de abastecimento. Considerando também a actividade de comercialização associada, estima-se que estes activos, que começaram a ser consolidados ao nível da Demonstração de Resultados em Jan-10, venham a contribuir com €35M de EBITDA em 2010⁽¹⁾.

Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado - R\$ Milhões			Consolidado - € Milhões		
	2009	2008	Δ 09/08	2009	2008	Δ 09/08
Margem Bruta	2.273,7	2.257,4	1%	817,0	851,3	-4%
Forn. e serviços externos	363,0	383,8	-5%	130,5	144,7	-10%
Custos com Pessoal	204,6	254,7	-20%	73,5	96,0	-23%
Custos com benefícios Sociais	45,9	27,4	67,7%	16,5	10,3	60%
Outros custos operacionais (Líquidos)	128,8	100,6	28%	46,3	37,9	22%
Custos Operacionais	742,4	766,4	-3%	266,8	289,0	-8%
EBITDA	1.531,3	1.490,9	3%	550,2	562,3	-2%
Provisões	35,6	22,3	60%	12,8	8,4	52%
Depreciações e Amortizações Líquidas	329,0	460,6	-29%	118,2	173,7	-32%
EBIT	1.166,7	1.008,0	16%	419,2	380,2	10,3%
Result. da alienação de act. financ.	127,1	-	-	45,7	-	-
Resultados financeiros	(239,8)	(255,7)	-6%	(86,2)	(96,4)	-11%
Resultados em associadas	(0,2)	(0,1)	-	(0,1)	(0,0)	-
Resultados Antes de Impostos	1.053,8	752,2	40%	378,7	283,7	33%
IRC e Impostos diferidos	238,6	264,5	-9,8%	85,7	99,7	-14%
Taxa Efectiva Imposto (%)	23%	35%	-12,5 pp	23%	35%	-12,5 pp
Resultado Líquido do Exercício	815,0	487,4	67%	292,7	183,6	59%
Accionistas da Energias do Brasil	670,1	395,9	69%	240,8	149,8	61%
Interesses Minoritários	145,1	91,9	58%	52,1	34,2	52%
Capex	719,4	1.137,3	-36,7%	258,5	428,9	-40%
Empregados (#)	2.357	2.342	15			

Em 2009, o EBITDA da Energias do Brasil em moeda local aumentou 3% suportado por uma subida de 33% no 4T09 (vs. 4T08), reflectindo: (i) uma forte recuperação da procura de electricidade no 4T09, (ii) o impacto positivo dos reajustes tarifários anuais da Escelsa (Ago-09) e Bandeirante (Out-09) e (iii) um aumento de volumes e preços de venda na geração. Em Euros, o EBITDA diminuiu 2% em 2009 após a depreciação de 5% do Real contra o Euro (-€27M de impacto no EBITDA de 2009). No 4T09, o EBITDA (em Euros), subiu 51% vs. 4T08 devido à apreciação de 17% do Real contra o Euro no período.

Note-se que a comparação de 2009 com 2008 incorpora algumas questões não recorrentes das quais destacamos: (1) a permuta de activos com o Grupo Rede feita em Set-08, através da qual a nossa empresa de distribuição Enersul foi trocada por um aumento da nossa participação na central hidroeléctrica do Lajeado, de 27,65% para 73% (a partir de 1 de Setembro de 2008 alterou-se o método de consolidação do Lajeado de proporcional para consolidação integral e a Enersul foi totalmente excluída da consolidação) (2) R\$77 milhões de ganhos em 2008 em actividades de geração e comercialização (3) a amortização acelerada (imparidade) da Enersul (R\$130M) em 2008, consequência das alterações regulatórias e (4) R\$15M relacionado com um programa de redução de pessoal.

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

Energias do Brasil	2009	2008	Δ 09/08
Cotação no fim do período (R\$/acção)	33,6	22,6	48%
Total de acções (milhões)	158,8	158,8	-
Acções Próprias (milhões)	0,3	15,8	-98%
Número de accções detidas pela EDP (milhões)	102,9	102,9	0%
Euro/Real - Taxa de fim do período	2,51	3,24	29%
Euro/Real - Taxa média do período	2,78	2,65	-5%
Taxa Inflação (IGPM - 12 Meses)	-1,7%		
Taxa de Juro (SELIC)	8,65	13,67	-502 pp

Dados relevantes de Balanço (€ milhões)	2009	2008	Δ 09/08
Dívida Líquida	809	797	1%
Recebimentos Futuros da Act. Regulada	18	56	-68%
Interesses Minoritários	680	532	28%

Rating

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

Rácios de Dívida

	2009	2008
Dívida Líquida / EBITDA	1,5x	1,4x

O montante global desta operação ascende a R\$442M (€170M), utilizados para pagamento de dívida de curto prazo e de empréstimos bancários com taxas superiores. Assim, a dívida líquida da Energias do Brasil em BRL diminuiu 21% para R\$2.035M em Dez-09, e o prazo médio da dívida passou de 3 anos em Dez-08 para 4,3 anos em Dez-09. Em Euros, a taxa de câmbio EUR/BRL do fim do período valorizou 29% no ano o que levou a um aumento de 1% da dívida líquida, para €809M em Dez-09. Os custos financeiros líquidos em BRL diminuiram 6% no período impactados não só pela diminuição da dívida líquida, mas também pela diminuição do custo médio da dívida (de 11,4% em 2008 para 9,4% em 2009).

Os interesses minoritários aumentaram tanto na demonstração de resultados como no balanço na sequência da permuta de activos que implicou o início da contabilização dos interesses minoritários ao nível da central hidroeléctrica do Lajeado (interesses minoritários têm uma participação de 27% do Lajeado). O resultado da alienação de activos financeiros em 2009 está relacionado com a venda da nossa participação, em Jun-09, na empresa de telecomunicações Esc90.

Em suma, o resultado líquido da Energias do Brasil em 2009 (em IFRS) aumentou 69% em moeda local e 61% em Euros.

O Conselho de Administração da Energias do Brasil vai propor em Assembleia Geral o pagamento de um dividendo anual de R\$296.318 mil (ou R\$ 1,87 por acção).

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Bandeirante + Escelsa			Enersul			Distribuição		
	2009	2008	Δ 09/08	2009	2008	Δ 09/08	2009	2008	Δ 09/08
Margem Bruta	1.382,9	1.212,8	14,0%	-	302,4	-	1.382,9	1.614,4	-14%
Forn. e serviços externos	264,0	234,4	12,6%	-	74,2	-	264,0	308,6	-14%
Custos com Pessoal	149,9	164,5	-8,9%	-	42,4	-	149,9	207,0	-28%
Custos com benefícios Sociais	37,1	20,0	86%	-	4,8	-	37,1	24,8	50%
Outros custos operac. (Liq.)	101,7	43,8	132%	-	14,6	-	101,7	157,7	-35,5%
Custos Operacionais	552,7	462,8	19,4%	-	136,0	-	552,7	698,0	-21%
EBITDA	830,2	750,0	10,7%	-	166,4	-	830,2	916,4	-9%
Provisões	10,8	7,7	40,6%	-	10,8	-	10,8	18,5	-42%
Deprec. e Amortizações líquidas	176,3	166,3	6,0%	-	45,2	-	176,3	353,6	-50%
EBIT	643,1	576,0	11,6%	-	110,3	-	643,1	544,3	18%
Margem Bruta IFRS	1.382,9	1.212,8	14,0%	-	302,4	-	1.382,9	1.614,4	-14%
Desvio Tarifário ⁽¹⁾	67,2	107,1	-37,2%	-	30,3	-	67,2	137,4	-51%
Desvios Períodos Anteriores ⁽²⁾	(140,2)	(165,9)	-16%	-	(32,1)	-	(140,2)	(198,0)	-29%
Outros	16,4	38,1	-57%	-	(30,6)	-	16,4	(91,5)	-
Margem Bruta Brasil GAAP	1.326,4	1.192,1	11,3%	-	270,0	-	1.326,4	1.462,0	-9%
Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)	51,1	149,7	-66%	-	-	-	51,1	149,7	-66%
Capex (R\$ M)	306,2	353,5	-13,4%	-	92,8	-	306,2	446,2	-31%

Na actividade de distribuição no Brasil, a comparação entre 2009 e 2008 reflecte a saída da Enersul do perímetro de consolidação desde Set-08. Excluindo a contribuição da Enersul em 2008, o **EBITDA em 2009 aumentou 11% enquanto no 4T09 aumentou 28% vs. 4T08**. Em 2009, a margem bruta diminuiu 14% no período (+14% excluindo Enersul), enquanto no 4T09 a margem aumentou 7% vs. 4T08, principalmente devido a:

(1) **Recuperação significativa no 4T09 dos volumes de energia vendida e distribuída:** volume de energia vendida a clientes finais (excluindo Enersul) aumentou 2% em 2009 e 4% no 4T09 relativamente ao período homólogo. No segmento residencial e comercial, volume vendido cresceu 5% em 2009, verificando-se um aumento de 6% no 4T09 vs. 4T08 reflectindo um aumento de 3% no número de clientes e no consumo por cliente suportado no crescimento da penetração de electrodomésticos. 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. No segmento industrial, o volume de energia vendida caiu 6% em 2009, no entanto a queda foi de apenas 0,2% no 4T09 vs. 4T08 reflectindo a recuperação da produção industrial brasileira. Relativamente, à electricidade distribuída (mas não vendida) para clientes do mercado livre (essencialmente grandes consumidores industriais fornecidos directamente no mercado livre, a quem a EDP cobra tarifas de acesso de terceiros), o volume de electricidade distribuída caiu 13% em 2009, mas já mostrou um forte crescimento de 12% no 4T09 vs. 4T08 reflectindo uma rápida recuperação da procura principalmente do sector do minério.

(2) **Impacto positivo dos reajustes tarifárias anuais (Escelsa desde Ago-09 e Bandeirante desde Out-09)**, que reflectem essencialmente actualizações anuais na base de custos (CPI-X) e repasse de custos não controláveis. Note-se que o retorno sobre o RAB definido pelo regulador foi fixado em 15% antes de impostos em todo o período regulatório da Escelsa (entre Ago-07 e Jul-10) e Bandeirante (entre Out-07 e Set-11).

Distribuição	2009	2008	% Δ	Abs. Δ
Número de Clientes (Milhares)	2.668,0	2.582,9	3,3%	+85
Bandeirante	1.482,5	1.438,8	3,0%	+44
Escelsa	1.185,4	1.144,1	3,6%	+41
Electricidade Distribuída (GWh)	21.313	22.206	-4,0%	-893
Bandeirante	13.292	13.554	-1,9%	-262
Escelsa	8.021	8.652	-7%	-630
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	7.423	8.563	-13%	-1.140
Electricidade Vendida (GWh)	13.890	13.643	1,8%	+247
Bandeirante	8.585	8.471	1,3%	+114
Resid., Comercial e Outros	5.633	5.370	4,9%	+264
Industrial	2.951	3.101	-4,8%	-150
Escelsa	5.305	5.172	2,6%	+134
Resid., Comercial e Outros	4.350	4.116	5,7%	+234
Industrial	955	1.055	-9%	-100
Perdas Técnicas de Electr.				
Bandeirante	5,2%	5,2%	-1,0%	-
Escelsa	8,8%	8,7%	0,7%	-
Perdas Comerciais de Electr.				
Bandeirante	6,0%	5,5%	9,6%	-
Escelsa	6,8%	5,2%	29,6%	-
Empregados (#)	2.014	2.033	-0,9%	-19
Bandeirante+Escelsa	2.014	2.033	-0,9%	-19

A base de custos do actual período regulatório tinha sido inicialmente fixada numa base preliminar, tendo sido definida em termos finais para a Escelsa em Ago-09 e para a Bandeirante em Out-09. O desvio negativo entre a base de custos preliminar e a final das duas empresas representa um impacto negativo retroactivo de R\$46M, a ser devolvido ao sistema através das tarifas nos próximos 12 meses.

(3) **Impacto positivo de desvios tarifários ao nível da margem bruta foi menor em 2009 do que em 2008.** A margem bruta em IFRS da distribuição inclui o impacto de desvios tarifários em termos de fluxo de caixa, enquanto a margem bruta em GAAP Brasileiro está mais próxima da margem bruta normalizada. Os **desvios tarifários passados** que estão a ser recuperados pela EDP através das tarifas, ascenderam em 2009 a R\$140M (vs. R\$166M em 2008). Por outro lado, o **desvio tarifário do período** foi de apenas R\$67M em 2009 (contra R\$107M em 2008), estando principalmente relacionado com o desvio tarifário R\$46M, referido no parágrafo anterior. Consequentemente, os **recebimentos futuros da actividade regulada** diminuíram de R\$150M em Dez-08 para R\$51M em Dez-09.

Os custos controláveis (fornecimentos e serviços externos + custos com pessoal) aumentaram 4% em 2009 (excluindo Enersul) e subiram 15% no 4T09 vs. 4T08 em consequência da redução de pessoal e programas de eficiência implementados ao longo do período, mas também devido a um aumento dos custos comerciais e de marketing. Os custos com benefícios sociais em 2009 incluem um custo extraordinário de R\$15M relacionado com um programa de redução de quadros médios. Os outros custos operacionais em 2009, incluem um custo extraordinário relacionado com custos e provisões relativas a questões jurídicas.

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.

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

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

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção		
	2009	2008	Δ 09/08
Margem Bruta	832,0	664,5	25%
Forn. e serviços externos	57,3	42,4	35%
Custos com Pessoal	33,6	27,1	24%
Custos com benefícios Sociais	3,0	1,3	137%
Outros custos operac. (Líquidos)	15,3	25,8	-40%
Custos Operacionais	109,3	96,6	13%
EBITDA	722,7	567,9	27%
Provisões	1,7	0,2	-
Deprec. e Amortizações líquidas	139,5	102,9	36%
EBIT	581,5	464,7	25%

Produção	2009	2008	Δ 09/08
Margem Bruta (R\$ Milhões)	832,0	664,5	25%
Lajeado	364,7	173,8	110%
Peixe Angical	283,3	297,9	-5%
Energset (15 Centrais Hídricas)	184,0	192,8	-5%
Cap. Instalada - Hídrica (MW)	1.732,4	1.696,7	2,1%
Lajeado	903	903	-
Peixe Angical	452	452	-
Energset (15 Centrais Hídricas)	378	342	10,4%
Energia Vendida (GWh)	7.985,2	6.411,1	25%
Energia Produzida (GWh)	6.893,0	5.473,1	26%
Lajeado	3.169,4	1.795,2	77%
Peixe Angical	2.093,1	2.249,8	-7,0%
Energset (15 Centrais Hídricas)	1.630,5	1.428,1	14%
Preço Médio de Venda (R\$/MWh)	119,0	114,6	3,8%
Lajeado	106,7	96,9	10%
Peixe Angical	149,2	137,4	9%
Energset (15 Centrais Hídricas)	105,4	105,0	0%
Investimento Operac. (R\$ Milhões)	409,2	689,7	-41%
Lajeado	11,9	8,8	36%
Peixe Angical	21,1	12,3	71%
Energset (14 Centrais Hídricas)	11,7	32,3	-64%
Nova Capacidade	364,5	636,4	-43%
Empregados (#)	260	236	+24

Comercialização	2009	2008	Δ 09/08
Margem Bruta (R\$ Milhões)	54,1	77,8	-30%
Custos Operacionais (R\$ Milhões)	16,6	26,6	-37%
EBITDA (R\$ Milhões)	37,5	51,2	-27%
Vendas Electricidade (GWh)	8.586,4	7.282,2	17,9%
Número de Clientes (#)	120,0	88,0	36%

PRODUÇÃO:

O EBITDA da actividade de produção subiu 27% em 2009 e 39% no 4T09 vs. 4T08. O principal motor do crescimento do EBITDA em 2009 foi a alteração do método de consolidação da central hidroeléctrica de Lajeado de proporcional para consolidação integral de Set-08 em diante (aumento da nossa participação de 27,65% para 73%). De realçar também que em 2008, a actividade de produção tinha ganhos não recorrentes no mercado à vista de R\$51M. Excluindo estes dois impactos, em 2009 o EBITDA cresceu 9% no período.

O volume vendido aumentou 25% em 2009 (+1.574 GWh) reflectindo o aumento de nossa participação na central hidroeléctrica de Lajeado (+1.416 GWh em 2009), o início de actividade das mini hídricas Santa Fé (29MW) em junho-09 (+140 GWh) e o arranque das repotenciações das centrais de Suíça (2,9MW) e dos dois novos grupos de Rio Bonito (3,8MW). No 4T09, o volume vendido de electricidade aumentou 18% vs. 4T08 (333 GWh), reflectindo, essencialmente, um volume de electricidade anormalmente baixo vendido no 4T08, a fim de aproveitar uma oportunidade de arbitragem entre os preços estáveis PPA e preços extremamente elevados no mercado residual de electricidade no 1T08. Este ambiente de mercado particular permitiu à actividade de produção alcançar em 2008 um ganho não recorrente de R\$51M. 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.

Em 2009, **o volume de energia vendida foi 16% superior ao volume produzido nas nossas centrais.** A diferença entre a energia produzida e vendida é adquirida no mercado residual de electricidade a um preço que permite cobrir os custos marginais da central e que em 2009 foi de R\$8,2/MWh. De realçar, que as centrais hídricas são despachadas pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Eléctrico) retirando a autonomia dos agentes quanto à determinação do seu despacho. O despacho centralizado otimiza a produção do sistema e permite partilhar os riscos hidrológicos e os benefícios da produção sistémica.

O preço médio de venda aumentou 4% em 2009 ou 7% no 4T09 vs. 4T08. 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 10% e 9% respectivamente. A nova central hídrica Santa Fé vendeu em leilão uma média de 16 MW, ao preço actualizado de R\$137/MWh para um período de 30 anos a iniciar em 2009. Em Ago-09, foi fechado um contrato de PPA para a mini hídrica Rio Bonito (preço de R\$144/MWh para um período de 30 anos, o volume médio de 1 MW).

Os custos operacionais cresceram 13% em 2009 devido a um aumento nos custos com pessoal e nos fornecimentos e serviços externos motivados pela operação de permuta de activos.

O investimento operacional diminuiu 41% em 2009, devido essencialmente à diminuição do investimento de expansão em R\$273M (representa 89% do investimento total). O principal motivo é a a concentração de um montante superior de investimento em 2010 relativo à construção da central a carvão de Pécem e o fim da construção da mini hídrica de Santa Fé.

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 "repass" 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. Em 2009, o investimento operacional totalizou R\$267M. Este investimento representa um aumento de 21% relativamente à actual capacidade instalada.

Em relação a **uma nova capacidade hídrica**, a central de Santa Fé foi concluída em Jun-09, tendo o investimento em 2009 o montante de R\$42M. Em dez-09, as repotenciações de e Suíça e os dois grupos de Rio Bonito foram concluídas. Está prevista a conclusão do último grupo de Rio Bonito (1,9MW) para o 1T10 e da repotenciação de Mascarenhas (17,5MW) em 2012. Em 2009, o investimento relativo a estes aumentos de potência totalizaram R\$37M.

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 no mercado energético. **Em 2009, o EBITDA diminuiu 27%,** 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). Excluindo os ganhos não recorrentes em 2008, o EBITDA em 2009 cresceu 44%. Os custos operacionais diminuíram 37% devido à diminuição da provisão para potenciais perdas associadas ao contrato de fornecimento com a Ampla.



Demonstrações de Resultados

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



2009 (€ M)	Produção	Actividades	Redes	Eólico	Brasil	Outros e	Grupo EDP
	Contratada LP	Liberalizadas P. Ibérica	Reguladas P. Ibérica				
Margem Bruta	1.029,5	847,6	1.777,3	642,0	817,0	(8,2)	5.105,3
Fornecimentos e serviços externos	84,7	146,7	386,6	148,3	130,5	(128,6)	768,2
Custos com pessoal	64,1	53,8	206,9	41,9	73,5	99,8	540,0
Custos com benefícios sociais	43,5	0,2	97,8	0,6	16,5	(0,4)	158,4
Rendas de concessão	5,3	0,0	239,5	5,0	-	(1,2)	248,6
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(0,3)	13,5	(6,0)	(96,4)	46,3	70,1	27,1
Custos Operacionais	197,3	214,3	924,9	99,5	266,8	39,8	1.742,4
EBITDA	832,2	633,4	852,4	542,5	550,2	(47,9)	3.362,9
Provisões	1,0	44,6	14,9	(0,2)	12,8	1,7	74,7
Depreciações e Amortizações líquidas ⁽¹⁾	271,6	172,8	333,7	311,9	118,2	110,4	1.318,7
EBIT	559,7	416,0	503,9	230,8	419,2	(160,1)	1.969,6

2008 (€ M)	Produção	Actividades	Redes	Eólico	Brasil	Outros e	Grupo EDP
	Contratada LP	Liberalizadas P. Ibérica	Reguladas P. Ibérica				
Margem Bruta	1.053,8	611,6	1.868,1	520,2	851,3	(7,9)	4.897,2
Fornecimentos e serviços externos	93,2	131,9	378,0	106,4	144,7	(118,5)	735,8
Custos com pessoal	74,0	53,7	216,9	37,5	96,0	95,4	573,7
Custos com benefícios sociais	32,6	5,7	136,2	1,1	10,3	(24,7)	161,2
Rendas de concessão	4,8	-	227,5	4,3	-	(1,0)	235,7
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	(0,0)	26,8	(32,1)	(67,1)	37,9	70,5	35,9
Custos Operacionais	204,6	218,1	926,5	82,3	289,0	21,7	1.742,2
EBITDA	849,3	393,5	941,6	437,9	562,3	(29,6)	3.154,9
Provisões	(8,1)	30,4	-0,9	-0,8	8,4	3,1	32,1
Depreciações e Amortizações líquidas ⁽¹⁾	262,8	156,1	316,5	207,1	174,3	76,1	1.192,9
EBIT	594,6	207,0	626,0	231,6	379,6	(108,7)	1.930,0

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

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonst. Resultados por Trimestre (€ M)	1T08	2T08	3T08	4T08	1T09	2T09	3T09	4T09
Vendas de electricidade	3.152,7	2.888,8	3.147,3	3.180,8	2.866,6	2.391,4	2.706,5	2.969,7
Vendas de gás	336,0	254,3	288,1	348,5	316,3	199,8	177,9	250,6
Outras vendas	17,2	10,1	75,0	34,2	12,6	20,4	18,7	73,4
Prestação de serviços	25,7	35,6	31,9	68,0	37,9	44,9	62,8	48,9
Proveitos Operacionais	3.531,6	3.188,7	3.542,3	3.631,6	3.233,3	2.656,5	2.965,9	3.342,5
Electricidade	1.694,0	1.563,3	1.693,0	1.677,0	1.464,8	1.045,2	1.343,9	1.486,6
Gás	218,6	167,0	167,2	270,3	218,3	128,0	98,5	196,4
Combustíveis	351,7	255,0	427,0	448,8	272,3	273,4	287,3	222,7
Materiais diversos e mercadorias	8,9	16,6	18,6	19,9	17,1	16,8	11,1	10,5
Custos Directos da Actividade	2.273,2	2.001,9	2.305,8	2.415,9	1.972,5	1.463,5	1.740,8	1.916,1
Margem Bruta	1.258,3	1.186,7	1.236,5	1.215,7	1.260,8	1.193,0	1.225,1	1.426,4
Fornecimentos e serviços externos	170,6	184,6	174,9	205,7	165,5	187,9	176,3	238,4
Custos com pessoal	148,5	153,0	133,4	138,7	141,3	142,5	124,5	131,7
Custos com benefícios sociais	29,1	28,7	76,2	27,1	35,4	30,6	44,1	48,2
Rendas de concessão	59,1	58,4	59,3	58,8	61,8	62,5	61,9	62,4
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	42,3	(14,0)	7,1	0,5	7,6	8,0	1,8	9,8
Custos Operacionais	449,6	410,8	450,9	430,9	411,7	431,5	408,5	490,6
EBITDA	808,7	775,9	785,6	784,8	849,1	761,4	816,6	935,8
Provisões	0,3	17,2	11,0	3,6	4,7	14,1	15,2	40,7
Amortizações	293,1	355,0	309,2	349,2	338,5	327,8	337,5	425,8
Compensação de Amortizações	(26,6)	(27,8)	(27,3)	(31,9)	(26,2)	(27,7)	(29,0)	(28,2)
EBIT	541,8	431,6	492,6	464,0	532,1	447,2	492,8	497,4
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financ.	27,0	454,6	1,3	(1,1)	12,9	15,0	2,8	29,1
Resultados financeiros	(184,3)	(327,1)	(182,3)	(249,0)	(165,5)	(121,7)	(92,1)	(107,4)
Resultados em associadas	9,8	9,2	8,5	7,2	4,6	9,1	7,2	4,3
Resultados Antes de Impostos	394,2	568,2	320,2	221,1	384,1	349,6	410,6	423,4
IRC e Impostos diferidos	92,8	91,3	57,4	42,1	88,0	105,5	115,6	90,6
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	(8,5)	0,0	-	-	-	-	-
Resultado Líquido do Exercício	301,4	468,5	262,8	178,9	296,1	244,1	295,0	332,7
Accionistas da EDP	263,3	439,7	236,9	151,6	265,3	214,1	268,6	275,8
Interesses Minoritários	38,1	28,8	25,9	27,4	30,8	30,0	26,4	57,0

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



2009 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Proveitos Operacionais	3.708,8	1.784,8	648,2	4.987,8	1.189,0	1.680,0	(1.800,5)	12.198,2
Custos Directos da Actividade	2.003,3	1.708,4	6,2	3.430,7	873,5	863,0	(1.792,3)	7.092,9
Margem Bruta	1.705,5	76,4	642,0	1.557,1	315,6	817,0	(8,2)	5.105,3
Fornecimentos e serviços externos	156,9	52,7	148,3	352,8	55,6	130,5	(128,6)	768,2
Custos com pessoal	103,3	10,8	41,9	182,8	28,0	73,5	99,8	540,0
Custos com benefícios sociais	43,3	0,4	0,6	97,3	0,6	16,5	(0,4)	158,4
Outros Custos Operacionais (Líquido)	27,0	(19,1)	(91,4)	230,2	13,9	46,3	68,9	275,8
Custos Operacionais	330,5	44,8	99,5	863,0	98,0	266,8	39,8	1.742,4
EBITDA	1.374,9	31,6	542,6	694,0	217,5	550,2	(47,9)	3.362,9
Provisões	26,2	19,2	(0,2)	13,9	1,0	12,8	1,7	74,7
Depreciações e Amortizações líquidas ⁽¹⁾	440,2	3,6	311,9	288,8	45,5	118,2	110,4	1.318,7
EBIT	908,6	8,7	230,8	391,3	171,0	419,2	(160,1)	1.969,6

2008 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Proveitos Operacionais	4.095,8	1.130,0	532,4	6.213,2	1.442,4	1.844,9	(1.364,6)	13.894,1
Custos Directos da Actividade	2.575,8	1.058,1	12,2	4.573,0	1.140,9	993,6	(1.356,7)	8.996,9
Margem Bruta	1.519,9	71,9	520,2	1.640,2	301,5	851,3	(7,9)	4.897,2
Fornecimentos e serviços externos	156,5	49,8	106,4	344,3	52,5	144,7	(118,5)	735,8
Custos com pessoal	113,8	9,8	37,5	194,7	26,5	96,0	95,4	573,7
Custos com benefícios sociais	37,9	0,3	1,1	135,7	0,6	10,3	(24,7)	161,2
Outros Custos Operacionais (Líquido)	39,6	(22,0)	(62,7)	195,8	13,5	37,9	69,5	271,6
Custos Operacionais	347,8	38,0	82,3	870,4	93,0	289,0	21,7	1.742,2
EBITDA	1.172,2	33,9	437,9	769,8	208,5	562,3	(29,6)	3.154,9
Provisões	18,0	4,4	(0,8)	(1,3)	0,4	8,4	3,1	32,1
Depreciações e Amortizações líquidas ⁽¹⁾	415,3	3,1	207,1	274,4	42,7	174,3	76,1	1.192,9
EBIT	738,9	26,4	231,6	496,8	165,5	379,6	(108,7)	1.930,0

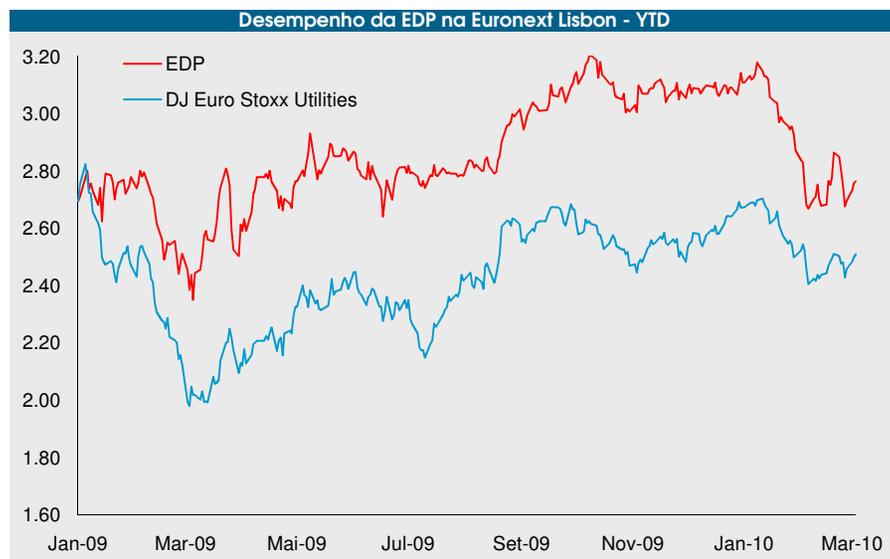
(1) Depreciações e amortizações líquidas de compensação de amortizações de activos subsidiados



edp

Anexos

Desempenho da EDP na Bolsa



Principais Eventos EDP

- Fev-05:** EDP assina empréstimo de €145 milhões com o Banco Europeu de Investimento
- Fev-06:** Fitch mantém rating de longo prazo da EDP em 'A-' atribuindo outlook estável
- Fev-10:** EDP emite obrigações no montante de € 1.000 milhões, a 5 anos
- Mar-05:** EDP cede direito aos ajustamentos tarifários extraordinários relativos a 2007 e 2008
- Mar-05:** EDP contrata linha de crédito de €1.600 milhões
- Mar-11:** Adjudicação à Iberdrola da gestão temporária das centrais hidroeléctricas de Agueira e Raiva
- 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
- 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-23:** EDP emite valores mobiliários representativos de dívida no montante de USD 1 000 000
- Out-07:** EDP Bandeirante: ANEEL aprova parâmetros definitivos para o período regulatório Out-07/Out-11
- Out-21:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP Bandeirante em 5,46%
- Nov-25:** Conclusão da oferta de distribuição pública secundária de acções próprias da Energias do Brasil
- Dec-02:** EDP Renováveis estabelece duas novas estruturas "Tax Equity" nos EUA no montante de \$228 milhões
- Dec-03:** EDP cede direito aos ajustamentos tarifários extraordinários relativos a 2009
- Dec-15:** ERSE define tarifas de electricidade para 2010
- Dec-31:** EDP conclui aquisição de activos de gás em Espanha à Gás Natural no montante de €330M

EDP em Bolsa	2009	52W (03-03-2010)	2008
Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)			
Fecho	3,11	2,76	2,70
Max	3,22	3,22	4,76
Min	2,34	2,34	2,06
Média	2,88	2,90	3,52
Liquidez da EDP na Euronext Lisbon			
Volume de Negócios (€ M)	5.027,2	5.602,5	9.864,4
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	19,3	21,4	37,7
Volume Transaccionado (Milhões de Acções)	1.743,1	1.930,6	2.800,9
Volume Médio Diário (Milhões de Acções)	6,7	7,4	10,7
Valor de Mercado da EDP			
Capitalização Bolsista (€ M)	11.365	-	9.854
"Enterprise Value" (€ M)	28.059	-	25.944

EDP - Capacidade instalada & Produção de electricidade



Capacidade Instalada - MW ⁽¹⁾	2009	2008	Δ MW	Δ 09/08
Produção Contratada LP (PPAs/CMECs)	6.987	6.987	-	0%
Hídrico	4.094	4.094	-	
Fio de água	1.860	1.860	-	
Albufeira	2.234	2.234	-	
Carvão	1.180	1.180	-	
Sines	1.180	1.180	-	
Fuel	1.713	1.713	-	
Setúbal	946	946	-	
Carregado	710	710	-	
Barreiro	56	56	-	
Regime Especial (Ex-Eólico)	455	408	46	11%
Mini-Hídricas	160	160	-0	
Cogeração+Resíduos	257	231	26	
Biomassa	38	18	21	
Produção Liberalizada de Electricidade	5.959	5.096	863	17%
Hídrico	910	910	-	
Portugal	484	484	-	
Espanha	426	426	-	
Carvão	1.460	1.460	-	
Aboño I	342	342	-	
Aboño II	536	536	-	
Soto Ribera II	236	236	-	
Soto Ribera III	346	346	-	
CCGT	3.268	2.405	863	36%
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-	
Lares (2 grupos)	863	-	863	
Castejón (2 grupo)	811	811	-	
Soto IV (1 grupo)	418	418	-	
Nuclear	156	156	-	
Trillo	156	156	-	
Fuel	165	165	-	
Tunes	165	165	-	
Eólico (Maior detalhe na página 16)	5.491	4.400	1.090	25%
Europa	2.853	2.477	376	15%
EUA	2.624	1.923	701	36%
Brasil	14	-	14	-
Brasil (Ex-Eólico)	1.732	1.697	35	2%
Hídrico	1.732	1.697	35	2%
Lajeado	902	903	-1	
Peixe Angical	452	452	-	
Energest	378	342	36	
TOTAL	20.623	18.589	2.035	11%

Produção de Electricidade (GWh)	2009	2008	Δ GWh	Δ 09/08
Produção Contratada LP (PPAs/CMECs)	16.158	13.643	2.515	18%
Hídrico	6.982	5.916	1.066	18%
Fio de água	4.624	3.892	732	
Albufeira	2.358	2.024	334	
Carvão	8.869	6.926	1.944	28%
Sines	8.869	6.926	1.944	
Fuel	307	801	-494	-62%
Setúbal	188	680	-492	
Carregado	-2	44	-46	
Barreiro	120	76	44	
Regime Especial (Ex-Eólico)	2.117	1.569	548	35%
Mini-Hídricas	370	172	198	
Cogeração+Resíduos	1.613	1.342	271	
Biomassa	135	55	80	
Produção Liberalizada de Electricidade	18.207	20.416	-2.209	-11%
Hídrico	1.538	1.331	207	16%
Portugal	661	519	142	
Espanha	877	812	65	
Carvão	5.865	6.575	-710	-11%
Aboño I	1.264	1.767	-503	
Aboño II	3.291	3.447	-156	
Soto Ribera II	508	490	18	
Soto Ribera III	802	871	-69	
CCGT	9.690	11.311	-1.621	-14%
Ribatejo (3 grupos)	5.818	7.481	-1.663	
Lares (2 grupos)	382	-	382	
Castejón (2 grupo)	2.137	3.244	-1.107	
Soto IV (1 grupo)	1.354	586	767	
Nuclear	1.113	1.198	-85	-7%
Trillo	1.113	1.198	-85	
Fuel	0	-0	0	
Tunes	0	-0	0	
Eólico	10.907	7.807	3.100	40%
Europa	4.975	3.900	1.075	28%
EUA	5.905	3.907	1.999	51%
Brasil	26	-	26	-
Brasil (Ex-Eólico)	6.893	5.473	1.420	26%
Hídrico	6.893	5.473	1.420	26%
Lajeado	3.169	1.795	1.374	
Peixe Angical	2.093	2.250	-157	
Energest	1.630	1.428	202	
TOTAL	54.282	48.907	5.375	11%

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

Emissões de CO2



Emissões CO2	Emissões CO2 (absoluto, mtCO2)		Específicas (tonelada/MWh)		Produção (GWh)	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008
TOTAL PPA's/ CMECs	8.136	6.985			9.568	8.075
Carvão	7.706	6.151	0,87	0,89	8.869	6.926
Fuel Oil + Gás Natural	430	833	0,62	0,73	699	1.149
TOTAL PRODUÇÃO LIBERALIZADA	10.878	11.831			15.556	17.886
Carvão	7.038	7.990	1,20	1,22	5.865	6.575
CCGT	3.840	3.841	0,40	0,34	9.691	11.311
REGIME ESPECIAL	993	968	0,29	0,32	3.392	2.978
TOTAL PRODUÇÃO TÉRMICA	20.007	19.784	0,70	0,68	28.516	28.939
PRODUÇÃO LIVRE EMISSÕES CO2					26.689	20.699
TOTAL PRODUÇÃO			0,36	0,40	55.205	49.637