



Resultados 2007

Direcção de Relações com Investidores

Miguel Viana, Director
Elisabete Ferreira
Margarida Mira
Noélia Rocha
Ricardo Farinha

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

Reuters: EDP.LS
Bloomberg: EDP PL

Lisboa, 6 de Março de 2008



Resultados 2007	- 3 -
Desempenho da EDP na Bolsa	- 4 -
Demonstrações Financeiras Consolidadas	- 5 -
EBITDA Overview	- 6 -
Investimento Operacional	- 7 -
Cash Flow	- 8 -
Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais	- 9 -
Resultados Financeiros Consolidados e Interesses Minoritários	- 10 -
Áreas de Negócio	
Sistema Eléctrico no Mercado Ibérico	- 12 -
Produção e Comercialização na Península Ibérica	- 13 -
Energia Eólica - Europa (NEO)	- 16 -
Energia Eólica - EUA (Horizon)	- 17 -
Distribuição em Portugal	- 18 -
Distribuição em Espanha	- 19 -
Gás Regulado	- 20 -
Gás Liberalizado	- 21 -
Brasil: Energias do Brasil	- 22 -
Demonstrações de Resultados & Anexos	- 25 -

Resultados 2007



Resultados Financeiros (€ M)	2007	2006	Δ 07/06
Margem Bruta	4.553,9	4.158,5	9,5%
Custos Operacionais	1.925,6	1.853,0	3,9%
EBITDA	2.628,3	2.305,4	14,0%
EBIT	1.560,3	1.253,0	24,5%
Resultado Líquido	907,3	940,8	-3,6%
Dívida Líquida	11.692,2	9.283,1	26,0%

Dados Operacionais	2007	2006	Δ 07/06
Electricidade:			
Capacidade Instalada (MW)	15.654	13.498	+2.155 MW
Produção (GWh)	48.620	47.957	1,4%
Distribuição (GWh)	81.571	78.899	3,4%
Comercialização (GWh)	86.347	80.687	7,0%
Clientes (mil)	9.871	9.701	+170 mil
Gás:			
Distribuição (GWh)	22.791	22.006	3,6%
Comercialização (GWh)	25.286	22.397	12,9%
Clientes (mil)	792	754	+37 mil
Número de Empregados (Grupo)	13.097	13.575	-478

O EBITDA consolidado aumentou 14% no período para €2.628M em 2007. Esta performance deve-se a uma melhoria das actividades liberalizadas de electricidade e gás do Grupo EDP na Península Ibérica, bem como ao aumento de 132% da capacidade eólica bruta instalada na Europa e EUA. Excluindo alguns itens operacionais não-recorrentes, nomeadamente os desvios tarifários em Portugal e no Brasil, a provisão da Enersul, os custos relativos ao programa de reestruturação dos recursos humanos e o impacto do RD 03/2006, o EBITDA ajustado aumentou 21% no período para €2.749M. **O resultado líquido do Grupo EDP totalizou os €907M em 2007, o que representa uma redução anual de 3,6%.** De notar que a evolução anual do resultado líquido foi penalizada pelos itens não-recorrentes já mencionados, e por uma redução dos resultados financeiros (que em 2006 incluíam €148M relativos ao ganho financeiro extraordinário associado ao derivado contratado para cobertura do valor do CMEC e €223M relativos à contribuição da consolidação pelo método da equivalência patrimonial da REN), que foram apenas parcialmente compensados pelo ganho de capital de €259M relativo à venda de uma participação de 25% na REN.

Num período caracterizado por uma conjuntura de mercado adversa, a EDP conseguiu melhorar significativamente a rentabilidade das suas actividades de produção e comercialização liberalizadas na Península Ibérica. O EBITDA integrado das actividades de produção e comercialização aumentou 11,7% no período para €1.226M em 2007, devido ao sucesso da estratégia de “hedging” natural entre a produção e a comercialização liberalizadas e a um aumento de 30%, para €59/MWh em 2007, do preço médio de comercialização da EDP no mercado Ibérico liberalizado. De notar que as vendas de electricidade no mercado liberalizado representaram 68% da nossa produção de electricidade no mercado liberalizado em 2007. Esta excelente performance destaca o enfoque da EDP na preservação de um perfil de baixo risco para o seu “portfólio” de negócios e de uma plataforma de comercialização de elevada qualidade no mercado ibérico de retalho.

Para 2008, a EDP já contratou 59% da sua expectativa de produção em mercado liberalizado a um preço médio acima dos €55/MWh, e já fixou **a margem bruta por MWh a um nível atractivo** para os volumes de electricidade já contratados, através da fixação de custos de combustíveis a preços abaixo dos praticados actualmente no mercado.

A capacidade instalada bruta eólica da EDP aumentou 132% para 3.639 MW, após a concretização da aquisição da Horizon nos EUA em Jul-07, o que implicou a sua consolidação pela primeira vez no 2S07. Em Dez 07, a Horizon detinha 1,490 MW de capacidade bruta em operação e outros 66 MW em construção. A Horizon espera ter 2,2 GW em operação no final de 2008. Durante os primeiros seis meses de consolidação, o contributo da Horizon ao nível do EBITDA totalizou €24M, o que reflecte o elevado peso dos parques eólicos recentemente comissionados no portfólio da Horizon. Na Europa, a capacidade bruta instalada aumentou 37% para 2.150 MW em Dez-07. No final de Dez-07, a NEO detinha 597 MW em construção, e a empresa espera atingir o seu objectivo de 3,0 GW de capacidade instalada no final 2008. O EBITDA da NEO aumentou 29% no período reflectindo o aumento de 63% da capacidade instalada consolidada (EBITDA) para 1.776 MW bem como o aumento do factor médio de utilização, o que reflecte a elevada qualidade, em termos de recursos eólicos, dos parques que entraram em operação nos últimos 12 meses.

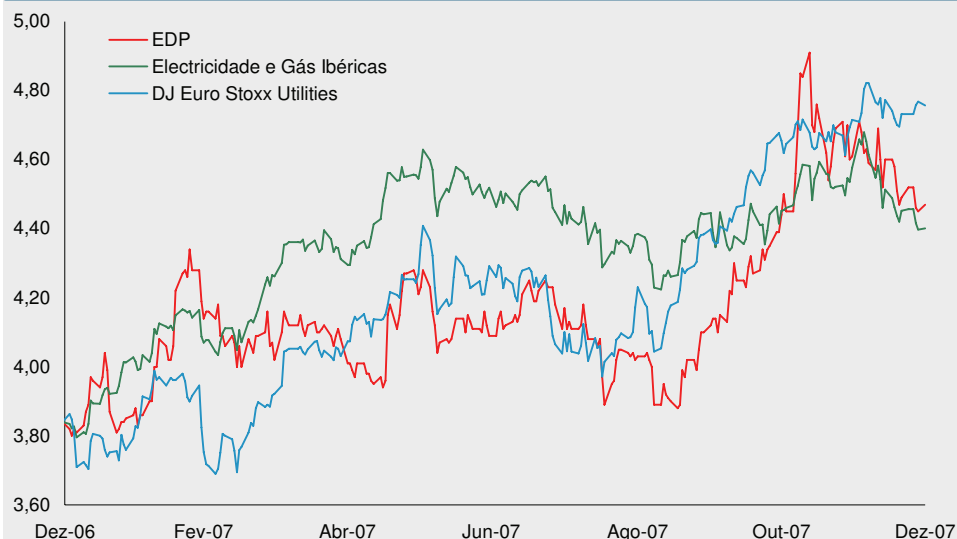
A actividade de distribuição regulada em Portugal foi penalizada por uma diferença tarifária negativa de €58M, a recuperar através das tarifas em 2009, que compara com um desvio positivo acumulado de €25M a Set-07. Tal evolução reflecte um aumento significativo do custo médio com a compra de electricidade no 4T07 (preço de compra de electricidade em mercado de €60/MWh no 4T07 vs. uma estimativa da ERSE de €51/MWh).

A Energias do Brasil contribuiu com um EBITDA de €587M, o que representa um crescimento de 35% no período, devido a um impacto positivo não-recorrente de €216M referente à recuperação, através das tarifas, de custos superiores com as compras de electricidade incorridos no passado, e a um aumento da capacidade de produção hidroeléctrica. O EBITDA do Brasil em 2007 foi penalizado por uma provisão extraordinária de €69M para reflectir a redução em 16% da base de remuneração regulatória da Enersul, que foi anunciada pelo regulador brasileiro no 4T07 com impactos retroactivos a Abril de 2003.

Antecipação dos objectivos de melhoria de eficiência, nomeadamente de redução de empregados, com o subsequente aumento dos custos com o programa de reestruturação de recursos humanos de €66M em 2006 para €193M em 2007, reflectido essencialmente o aumento no número de pré-reformas acordadas ao nível da actividade de distribuição de electricidade em Portugal. **Os custos operacionais do Grupo EDP permaneceram controlados**, beneficiando da desconsolidação da ONI, e perspectivam-se melhorias no seguimento da implementação do actual programa de eficiência operacional. O investimento operacional consolidado aumentou 85% no período para €2.700M, reflectindo a consolidação da Horizon e um aumento de 53% do investimento operacional no mercado ibérico – o investimento de expansão representou 72%. **A dívida líquida aumentou 26% ou €2,4 mil milhões de Dez-06 para Dez-07, reflectindo a compra da Horizon.** Excluindo o impacto da compra da Horizon e o investimento operacional nos EUA no 2S07, a dívida líquida da EDP teria permanecido estável no período. O financiamento da aquisição da Horizon foi realizado em condições de mercado favoráveis através da emissão de dívida de longo-prazo em dólares e a taxa fixa.



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon - YTD



EDP em Bolsa

(06-03-2008)

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	3,88	4,47	3,84
Max	5,00	5,00	3,86
Min	3,67	3,79	2,58
Média	4,18	4,18	3,14

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	24.513,4	21.457,3	12.971,6
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	79,3	82,2	49,9
Volume Transaccionado (Milhões de Acções)	5.857,8	5.129,1	4.128,0
Volume Médio Diário (Milhões de Acções)	19,0	19,7	15,9

Valor de Mercado da EDP

Capitalização Bolsista (€ M)	14.187,4	16.344,7	14.041,1
"Enterprise Value" (€ M)	26.866,2	29.023,6	24.269,9

Principais Eventos EDP

Fev-16: Pacote legislativo relativo ao sector eléctrico (CMECs e extensão do domínio hídrico)

Abr-04: ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da Enersul de 8,05%

Mai-04: EDP paga dividendo bruto de €0,11 por acção (exercício de 2006)

Mai-18: EDP anuncia a retirada dos seus "American Depositary Shares" de negociação da NYSE

Jun-15: Assinatura da cessação antecipada dos CAEs

Jul-02: Concretização da aquisição da Horizon Wind Energy

Jul-03: FITCH baixa rating da EDP para 'A'

Jul-10: Acordo "tax equity partners" no valor USD 700 milhões

Jul-18: Standard & Poor baixa rating da EDP para 'A-' mantendo outlook negativo

Ago-07: ANEEL aprova revisão tarifária da Escelsa. Custos controláveis e remuneração definidos por 3 anos.

Out-17: Energias do Brasil contrata PPA para a construção de central a carvão no Brasil

Out-19: Moody's mantém rating da EDP em 'A2' atribuindo outlook negativo

Out-24: ANEEL aprova revisão tarifária da Bandeirante. Custos controláveis e remuneração definidos por 4 anos.

Out-31: EDP celebra parceria estratégica com Sonatrach

Dez-4: ANEEL determina redução na base de remuneração regulatória da Enersul

Dez-13: Parpública lança emissão de obrigações permutáveis por acções EDP no âmbito da 7ª fase de reprivatização

Dez-19: NEO adquire 1022 MW de projectos eólicos a desenvolver na Polónia

Dez-21: EDP adquire mini-hídricas em Portugal

Jan-02: Horizon acorda transacção de 600 milhões de USD com investidores institucionais

Demonstrações Financeiras Consolidadas



As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Demonstração de Resultados Consolidada (€ M)	2007	2006	Δ 07/06
Vendas de electricidade	9.859,8	8.984,5	9,7%
Outras vendas	999,4	1.065,6	-6,2%
Prestação de serviços	151,7	299,8	-49,4%
Proveitos Operacionais	11.010,8	10.349,8	6,4%
Electricidade	4.748,1	4.380,7	8,4%
Combustíveis	1.021,2	967,4	5,6%
Materiais diversos e mercadorias	687,6	843,3	-18,5%
Custos Directos da Actividade	6.456,9	6.191,4	4,3%
Margem Bruta	4.553,9	4.158,5	9,5%
Margem Bruta/Proveitos	41,4%	40,2%	1,2 pp
Fornecimentos e serviços externos	684,2	741,4	-7,7%
Custos com pessoal	577,0	585,1	-1,4%
Custos com benefícios sociais	289,4	162,3	78,3%
Rendas de concessão	216,2	220,4	-1,9%
Outros custos/(proveitos) operacionais	158,9	143,9	10,4%
Custos Operacionais	1.925,6	1.853,0	3,9%
EBITDA	2.628,3	2.305,4	14,0%
EBITDA/Proveitos	23,9%	22,3%	1,6 pp
Provisões para riscos e encargos	42,1	94,6	-55,5%
Amortizações	1.130,9	1.059,6	6,7%
Compensação amort. activo subsidiado	(105,0)	(101,8)	-3,2%
EBIT	1.560,3	1.253,0	24,5%
EBIT/Proveitos	14,2%	12,1%	2,1 pp
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financ.	262,6	4,8	5349,2%
Resultados financeiros	(545,8)	(207,4)	-163,2%
Ganhos/(Perdas) em associadas	23,7	245,3	-90,3%
Resultados Antes de Impostos	1.300,8	1.295,8	0,4%
IRC e Impostos diferidos	280,8	265,9	5,6%
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	(12,8)	-
Resultado Líquido do Exercício	1.019,9	1.017,1	0,3%
Accionistas da EDP	907,3	940,8	-3,6%
Interesses Minoritários	112,7	76,3	47,8%

Activo (€ m)	2007	2006
Activos fixos tangíveis	18.669	15.082
Activos intangíveis	5.222	3.647
Investimentos financeiros	1.016	1.099
Impostos diferidos activos	758	898
Inventários	283	229
Clientes (líquido)	1.759	1.475
Outros Devedores (líquido)	3.251	2.169
Activos financeiros detidos para negociação	49	116
Caixa e equivalentes de caixa	865	753
Total do Activo	31.871	25.469

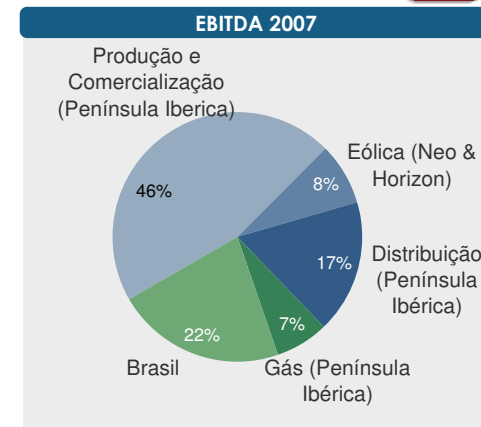
Capital Próprio (€ M)	2007	2006
Capital	3.657	3.657
Acções próprias e prémios de emissão de acções	436	487
Resultados e outras reservas	1.264	504
Resultado líquido atribuível aos accionistas da EDP	907	941
Interesses Minoritários	987	946
Total do Capital Próprio	7.251	6.535

Passivo (€M)	2007	2006
Empréstimos (médio e longo -prazo)	10.659	8.625
Empréstimos (curto-prazo)	1.947	1.528
Provisões para riscos e encargos	376	388
Conta de hidráulidade	228	199
Impostos diferidos passivos	688	557
Credores e outros passivos (líquido)	10.723	7.637
Total do Passivo	24.621	18.934
Total Capital Próprio e Passivo	31.871	25.469

EBITDA Overview: EBITDA consolidado aumenta 14%



EBITDA (€ M)	2007	2006	Δ %	Δ Abs.	1T06	2T06	3T06	4T06	1T07	2T07	3T07	4T07
MERCADO IBÉRICO *	2.009,2	1.871,5	7,4%	137,6	468,5	436,0	494,3	472,7	545,1	482,3	559,8	422,0
Prod. e Comercial.	1.225,8	1.097,1	11,7%	128,7	253,0	292,2	299,1	252,8	302,5	283,3	311,0	329,0
Eólica - Europa&EUA	213,9	146,9	45,6%	67,0	39,4	31,2	34,5	41,7	55,1	37,5	54,4	66,9
Distribuição	455,5	571,8	-20,3%	(116,4)	163,2	100,9	146,4	161,4	173,8	136,2	164,4	(18,9)
Gás	188,5	144,8	30,2%	43,7	23,7	45,9	36,2	38,9	52,5	46,9	44,4	44,7
Brasil	586,5	433,9	35,2%	152,6	106,1	56,0	141,6	130,3	159,2	163,9	124,1	139,4
Outros e Ajustamentos	(41,9)	(89,0)	53,0%	47,2	(10,8)	(34,1)	(21,9)	(22,2)	(38,2)	(20,0)	(1,7)	18,1
Consolidado	2.628,3	2.305,4	14,0%	322,8	574,6	492,0	635,9	603,1	704,8	647,7	696,5	579,2



• **Produção e comercialização no Mercado Ibérico** – O EBITDA integrado dos negócios de produção e comercialização aumentou 11,7% no período para €1,225.8M em 2007. O EBITDA da actividade de produção e comercialização liberalizada aumentou 37,3% para €402,4M em 2007, reflectindo o sucesso da estratégia de “hedging” na produção e comercialização. Apesar do custo médio variável de produção ter aumentado em apenas 3,6%, os custos de fornecimento de electricidade aumentaram 6,7% no período devido a um aumento do volume de electricidade adquirida no mercado “spot”, a preços superiores. No que se refere às vendas de electricidade no mercado Ibérico, o preço médio de comercialização no mercado liberalizado aumentou 30% no período para €59/MWh. O EBITDA da actividade de produção contratada (CAE/CMEC) aumentou 2,4% no período, reflectindo os ganhos conseguidos pela utilização dos stocks de carvão valorizado a preços inferiores aos previstos pelos CAE/CMEC bem como os elevados níveis de disponibilidade das centrais hídricas e térmicas, que mais do que compensaram os elevados preços dos combustíveis que não são objecto de “pass-through”.

• **Energia Eólica – Europa & EUA** – O EBITDA da actividade de produção de energia eólica na Europa aumentou 29,3% no período, reflectindo um aumento de 62,5% na capacidade instalada consolidada (EBITDA) para 1.776MW, factores de utilização superiores (26,2% em 2007 vs. 25,9% em 2006), parcialmente compensados por uma redução na tarifa média eólica (-8,8% para €83/MWh em 2007). A Horizon, subsidiária da EDP para o desenvolvimento e operação de parques eólicos nos EUA, começou a ser consolidada integralmente no 2S07. O contributo da Horizon ao nível do EBITDA no 2S07 foi de €23,9M.

• **Distribuição Regulada na Península Ibérica** – O EBITDA da actividade de distribuição em Portugal diminuiu 27,3% no período para €385,3M em 2007. A margem bruta diminuiu 1,7% devido a um aumento significativo dos custos com a aquisição de electricidade no 4T07, o que se traduziu num desvio tarifário de €58,3M a ser recuperado nas tarifas em 2009. Os esforços desenvolvidos no sentido de aumentar os níveis de eficiência permitiram à empresa antecipar com sucesso o seu programa de reestruturação de RH (PAE - Programa de Ajustamento de Efectivos), o que se traduziu num custo não-recorrente de €127,3M relativo a 512 reformas e pré-reformas acordadas e assinadas no 4T07 e das quais 228 se tornaram efectivas em 2007, enquanto as remanescentes 282 já estão acordadas e assinadas para sair da empresa em 2008. Excluindo estes custos de reestruturação de RH (€127,3M em 2007 e €24,7M em 2006), os custos operacionais da actividade de distribuição regulada em Portugal teriam aumentado em 3,0% devido a um aumento nos custos com O&M e de back-office. O EBITDA da actividade de distribuição regulada em Espanha aumentou 71,3% no período para €72,1M em 2007, reflectindo o fim da aplicação do RD 03/2006, que fixava um preço provisório de €42,35/MWh para a energia vendida e comprada por empresas pertencentes a um mesmo grupo empresarial, a aplicação do RD 871/2007, de 30 de Junho, que fixou o preço provisório referido no RD 03/2006 nos €49,23/MWh, e um aumento de 26,0% nas receitas reguladas da actividade de distribuição em Espanha.

• **Gás Regulado e Liberalizado** – O EBITDA das actividades reguladas de distribuição e transporte de gás aumentou 16,8% no período para €144,7M em 2007, reflectindo um aumento de 5,0% no número de pontos de abastecimento e a expansão da rede de gás em 5,8%. O EBITDA do negócio do gás liberalizado melhorou de €20,9M no período para €43,8M em 2007 (o ano 2006 inclui um impacto negativo de €15M relativo à compra extraordinária de gás no mercado “spot”), reflectindo um aumento nos volumes e na margem bruta por MWh.

• **Brasil** – O EBITDA da Energias do Brasil aumentou 35,2% no período para €586,5M em 2007, beneficiando de uma apreciação de 3% do Real Brasileiro face ao Euro entre 2006 e 2007, e da boa performance das actividades de distribuição e produção. O EBITDA da actividade de distribuição aumentou 23,5% no período para €417,5M em 2007, devido essencialmente ao crescimento da procura de electricidade e à recuperação através das tarifas de montantes regulatórios acumulados em anos anteriores. O EBITDA da actividade de produção aumentou 66% no período para €167,9M em 2007 principalmente devido ao aumento de 17,0% da produção para 5,568 GWh em 2007, reflectindo o aumento da capacidade instalada (1.044 MW em 2007 vs. 1.018 MW em 2006), o arranque gradual de Peixe Angical durante o 2T06 e o 3T06, o arranque do 4º grupo de Mascarenhas (50MW) no 4T06, e a entrada em operação da mini hídrica de S. João (25 MW) durante o ano 2007.

• **EBITDA Consolidado** – O EBITDA consolidado do Grupo EDP totalizou €2.628,3M em 2007, o que representa um crescimento 14,0% em relação ao período homólogo. Excluindo os impactos da aquisição da AE (Dez-06) e da Horizon (Jul-07) bem como o impacto da venda da Oni (Jan-07), o EBITDA pró-forma aumentou 13,1% no período.



Investimento Operacional (€ M)	2007	2006	Δ 07/06
Centrais em Exploração	62,2	36,5	70,7%
Novas Centrais	384,0	44,3	767,5%
Redução de Emissões	61,4	57,8	6,2%
Comercialização	0,3	0,5	-43,7%
Portugal	507,9	139,0	265,4%
Centrais em Exploração	23,7	18,5	28,1%
Novas Centrais	163,1	175,1	-6,8%
Redução de Emissões	47,0	57,4	-18,0%
Comercialização	3,3	0,1	2680,5%
Espanha	237,1	251,1	-5,6%
Produção e Comercial Ibérica	745,0	390,1	91,0%
Europa - Neo	655,9	386,0	69,9%
EUA - Horizon	732,7	-	-
Eólico	1.388,6	386,0	259,7%
Rede de Distribuição & Outros	345,4	409,4	-15,6%
(-) Subsídios ao investimento	112,4	140,8	-20,2%
Portugal	233,0	268,5	-13,2%
Rede de Distribuição	58,9	49,9	18,1%
(-) Subsídios ao investimento	28,6	11,8	141,9%
Espanha	30,3	38,0	-20,4%
Distribuição na Ibéria	263,3	306,6	-14,1%
Rede de Distribuição	15,8	14,1	11,4%
Outros	8,9	4,8	84,1%
Portugal	24,7	19,0	29,9%
Rede de Distribuição	25,5	23,7	7,4%
Outros	22,1	9,1	144,3%
Espanha	47,6	32,8	45,2%
Gás na Ibéria	72,3	51,8	39,6%
Core Business	2.469,2	1.134,5	117,6%
Produção	40,5	104,2	-61,1%
Distribuição	168,3	190,8	-11,8%
Comercialização e Outros	0,4	0,2	189,6%
Brasil	209,3	295,1	-29,1%
Outros	21,7	26,9	-19,5%
Grupo EDP	2.700,2	1.456,5	85,4%
Expansão	1.935,7	679,9	184,7%
Manutenção	764,5	776,6	-1,6%

• **O investimento operacional do Grupo EDP** totalizou €2.700,2M em 2007, o que representa um crescimento de 85,4% no período, reflectindo a consolidação, pela primeira vez, da Horizon (+€732,7M), e um aumento de 53,3% do investimento no “Core Business Ibérico” para €1.706,5M em 2007. Cerca de 72% do investimento foi canalizado na expansão da capacidade instalada, nomeadamente em capacidade eólica e em novas CCGTs em Espanha e Portugal (Castejón 3, Soto 4 and Lares 1). Estes investimentos irão proporcionar o crescimento do negócio a médio prazo. De notar ainda que perto de 75% do investimento do grupo está relacionado com negócios regulados e geração contratada de longo prazo, que beneficiam de um baixo risco de retorno sobre o investimento (produção eólica, distribuição de gás e electricidade na Península Ibérica e produção eléctrica contratada em regime de CAE/CMEC).

• **Produção e Comercialização na Península Ibérica** – Em 2007, o investimento no negócio da produção em Portugal está relacionado com: a) o início dos trabalhos de construção na CCGT de Lares I (400 MW) – entrada em operação prevista para finais de 2009; e b) os reforços de potência nas centrais hidroeléctricas de Bemposta II (231 MW) e Picote II (178 MW) – entrada em operação prevista para 2012. Em Espanha, a EDP finalizou a construção da CCGT Castejón 3 (400 MW) – período experimental em Dez07 – e da CCGT Soto 4 (400 MW) – com entrada em operação prevista para o 3T08. Adicionalmente, a EDP investiu €108,4M na redução das emissões de SO₂ e NO_x das centrais a carvão, dos quais €61,4M foram investidos na central de Sines (remunerada em regime de CAEs/CMECs) com o objectivo de cumprir com a Directiva Europeia para as Instalações de Grande Combustão até Dez-07.

• **Eólico na Europa & EUA** – Em 2007, o investimento operacional na Horizon, subsidiária da EDP para o negócio da energia eólica nos EUA, totalizou USD978M (€732,7M). Em Dez-07 a Horizon tinha 66 MW de capacidade bruta em construção com entrada em operação prevista para o início de 2008. No final do 1T08, espera-se que a Horizon tenha cerca de 500 MW de capacidade eólica em construção. Em 2007, o investimento operacional da NEO em capacidade eólica foi de €655,9M, o que representa um crescimento de 69,9% no período. Em Dez-07, a NEO tinha 597 MW brutos de capacidade em construção, que deverão entrar em funcionamento em 2008. A empresa está no bom caminho para cumprir o seu objectivo de 3,0 GW de capacidade bruta para a Europa e 2,2 GW para os EUA.

• **Distribuição na Península Ibérica** – Em 2007, o investimento no negócio da distribuição diminuiu 14,1% para €263,3M em 2007, resultado da renegociação dos contratos de manutenção de rede através de um programa de pré-contratação, o que permitiu à empresa otimizar os preços. Em Portugal, os investimentos recentemente realizados para a melhoria da qualidade do serviço e as condições atmosféricas favoráveis, reflectiram-se num Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) de 111 min. em 2007, o que compara com 203 min. em 2006 (ou 176 min., quando ajustado de impactos extraordinários). Em Espanha (Astúrias), o TIE diminuiu de 106 min. em 2006 para 63 min. em 2007.

• **Gás na Península Ibérica** – Em 2007, o investimento operacional atingiu os €72,3M, o que representa um crescimento de 39,6% no período, dos quais 57% foram investidos na expansão da rede de distribuição de gás (+408 km, dos quais +271 Km em Espanha). O remanescente está relacionado com a rede de transporte em Espanha, campanhas de promoção comercial, contadores e redutores para novos locais de consumo e a adaptação das instalações de GPL para GN.

• **Brasil** – O investimento na Energias do Brasil em Euros diminuiu 29,1% no período, devido essencialmente à conclusão dos trabalhos de construção da central hidroeléctrica Peixe Angical, cujo último grupo entrou em operação no 3T06. No 2T07, com a entrada em operação, em Abril de 2007, da central hidroeléctrica de São João, a Energias do Brasil aumentou a sua capacidade instalada em 25 MW (investimento total de R\$90M). A construção da central hidroeléctrica de Santa Fé deverá proporcionar 29 MW de capacidade adicional em 2009. O investimento na actividade de distribuição que representou 80% do investimento total da Energias do Brasil, está relacionado com a expansão e melhoria da rede de distribuição nas áreas de concessão da Bandeirante, Escelsa e Enersul.



Consolidated Cash Flow (€ m)	2007	2006
Resultado líquido antes de interesses minoritários	1.019,9	1.017,1
Amortizações Líquidas	1.025,9	957,8
Provisões Líquidas	291,5	1,3
Outras variações não financeiras	(2,4)	4,5
Impostos diferidos	170,2	(35,0)
Outros ajustamentos	(506,1)	(118,7)
FFO	1.999,0	1.826,9
Juros financeiros líquidos	597,5	428,2
Resultados de Associadas e outros investimentos	(23,7)	(245,3)
Investimento em fundo de maneio	(302,6)	(17,4)
Correcção de hidráulicidade	20,5	25,1
Défice Tarifário em Portugal e Espanha	(67,9)	(279,0)
Cash Flow Operacional	2.270,2	2.017,5
Investimento operacional de expansão	(1.935,7)	(679,9)
Investimento operacional de manutenção	(764,5)	(776,6)
Variação de fundo maneio de fornecedores de imobilizado	119,2	-
Cash Flow Operacional Líquido	(310,9)	561,0
Investimentos financeiros líquidos	(1.867,2)	96,9
Juros financeiros líquidos pagos	(577,5)	428,2
Dividendos recebidos de Associadas e outros investimentos	79,0	-
Dividendos pagos	(401,4)	(365,6)
Recebimentos antecipados de parceiros institucionais na actividade eólica	775,4	-
Outras variações não operacionais	(106,6)	(542,7)
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(2.409)	177,8

Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ m)	2007	2006
PRINCIPAIS INVESTIMENTOS FINANCEIROS	2.351,7	848,5
Renováveis	58,6	443,9
BCP (0,9%)	116,3	-
Naturgas (9,39%)	122,0	-
Interesses Minoritários da Dist. de Gás	45,0	96,0
Horizon (100%)	1.937,5	-
Mini-Hídricas	72,4	-
OPTEP	-	308,7
PRINCIPAIS DESINVESTIMENTOS FINANCEIROS	477,6	931,0
ONI (100%)	97,7	-
REN (25%)	282,8	160,2
Desa (20%)	97,1	-
Galp	-	576,0
Sonaeacom	-	141,0
Telecable	-	53,8
Principais Investimentos Financeiros Líquidos	1.874,1	(82,4)

O cash flow operacional da EDP aumentou 13% para €2.270M suportado essencialmente no aumento de 9% do FFO. O elevado crescimento do FFO é justificado pelo aumento do cash flow gerado pelas actividades de produção e comercialização liberalizada na Península Ibérica. As actividades de distribuição regulada no Brasil beneficiaram de um aumento nas tarifas, que possibilitaram a recuperação de custos superiores com a compra de energia incorridos no passado, e de menores custos com as compras de electricidade em 2007, enquanto que em Portugal e em Espanha os défices e desvios tarifários apresentaram uma subida significativa. Estes factores levaram ao aumento do montante dos activos regulatórios a receber nos 3 sistemas regulados, de €613M a Dez-06 para €753M a Dez-07.

Após a linha do cash flow operacional líquido, de realçar o impacto positivo do recebimentos antecipados de parceiros institucionais na actividade eólica nos EUA num montante de €775M em 2007. Os investimentos financeiros de €1,867M estão relacionados essencialmente com a aquisição da Horizon.

Em suma, a dívida líquida consolidada da EDP aumentou €2.409M ou em 26% em relação a Dez-06.

Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais



Dívida Financeira (€ M)	2007	2006	EDP %
EDP S.A. and EDP Finance BV	10.393,3	8.044,2	100%
EDP Produção	19,1	23,6	100%
HC Energia	433,1	213,3	97%
NEO Energia	560,1	579,3	99%
Portgás	106,3	113,0	72%
Energias do Brasil	1.058,7	1.018,7	62%
Outros	0,0	21,3	-

Dívida Financeira Nominal	12.570,6	10.013,3
----------------------------------	-----------------	-----------------

Juros da dívida a liquidar	100,6	134,7
----------------------------	-------	-------

Dívida Financeira Nominal+Juros a Liquidar	12.671,1	10.147,9
---	-----------------	-----------------

"Fair Value"(dívida coberta)	(65,1)	5,1
------------------------------	--------	-----

Dívida Financeira	12.606,0	10.153,1
--------------------------	-----------------	-----------------

Caixa e Equivalentes	913,7	869,9
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	179,1	441,6
HC Energia e Subsidiárias	25,2	19,5
NEO Energia	134,2	181,5
Horizon	299,1	-
Portgás	0,0	0,0
Energias do Brasil	276,1	227,4

Dívida Líquida do Grupo EDP	11.692,2	9.283,1
------------------------------------	-----------------	----------------

Recebimentos futuros da act. regulada (€ M)	2007	2006	Δ 07/06
Portugal ⁽¹⁾	373,1	212,3	75,7%
Espanha	222,0	154,0	44,1%
Brasil ⁽¹⁾	56,2	246,5	-77,2%
Revisibilidade dos CMEC's	101,6	-	-

TOTAL	752,8	612,8	22,8%
--------------	--------------	--------------	--------------

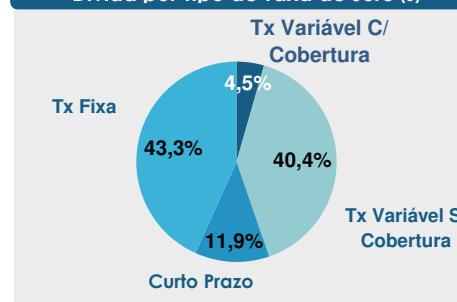
Provisões para benefícios sociais (€ M)	2007	2006	Δ 07/06
Pensões ⁽²⁾	932,5	1.010,3	-7,7%
Actos Médicos	781,2	760,7	2,7%

Total	1.713,7	1.771,0	-3,2%
--------------	----------------	----------------	--------------

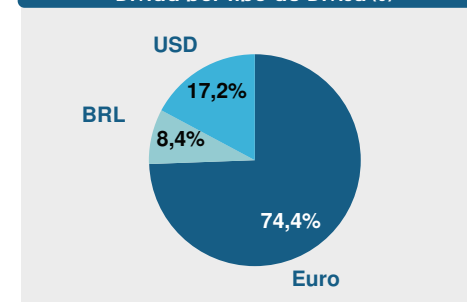
Ratina da Dívida			
	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	A-/Neg/A2	A2/Neg/P1	A-/Stab/F2
Último Relatório de Rating	18-07-2007	19-10-2007	03-07-2007

Rácios de Dívida	2007	2006
Dívida Líquida / EBITDA	4,4x	4,0x

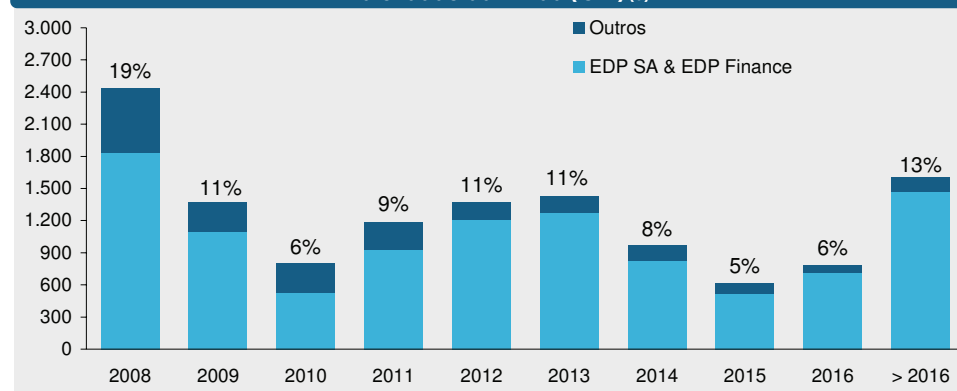
Dívida por Tipo de Taxa de Juro (3)



Dívida por Tipo de Divisa (3)



Maturidade da Dívida (€ M) (3)



Em Julho, a EDP finalizou a aquisição da Horizon recorrendo a um empréstimo bancário sindicado no montante de USD 3 mil milhões, uma tranche de USD 1,5 mil milhões com prazo de 1 ano (com opção de extensão por mais 1 ano) e outra tranche de USD 1,5 mil milhões com prazo de 7 anos. A emissão obrigacionista 144A/Reg S de Outubro no montante de USD 2 mil milhões foi utilizada para cancelar a tranche de prazo mais curto e diminuir o valor em dívida da segunda tranche de mais longo prazo. Esta emissão obrigacionista está dividida em duas tranches: USD 1 mil milhões com vencimento em 2012 com cupão de 5,375% e USD 1 mil milhões com vencimento em 2018 com cupão de 6,000%. Após estas transacções, 43% da nossa dívida está financiada à taxa fixa.

No final do ano, as nossas linhas de crédito contratadas totalizavam €3,156 mil milhões e as nossas linhas de crédito disponíveis totalizam €2,064 mil milhões.

Em 2007, e reflectindo a aquisição da Horizon o nosso rating foi revisto em baixa pela S&P e Fitch para "A-" com outlook negativo e estável, respectivamente. Por seu lado, a Moodys' manteve o seu rating em "A2" mas alterou o outlook para negativo durante o 4T07.

O nosso rácio de dívida líquida/EBITDA aumentou para 4,4x, mas ainda se manteve abaixo dos 4,6x registados em 2005.

⁽¹⁾ Défices tarifários e 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 Nominal

Resultados Financeiros Consolidados e Interesses Minoritários



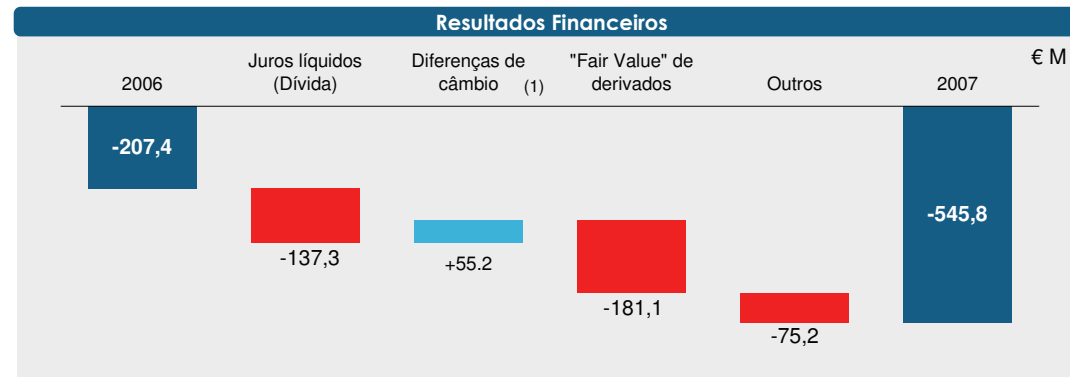
Resultados Financeiros (€ M)	2007	2006	Δ 07/06
Rendimentos de particip. de capital	41,4	8,0	-
Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros	41,4	8,0	-
Juros financeiros líquidos	(539,4)	(402,2)	-34,1%
Diferenças de câmbio	11,0	0,9	-
Outros ganhos e perdas financeiros	(58,8)	185,9	-
Ganhos/(Perdas) Financiamento	(587,3)	(215,3)	-172,7%
Resultados Financeiros	(545,8)	(207,4)	-163,2%

Ganhos Empresas do Grupo e Associadas (€ M)	2007	2006	Δ 07/06
REN (30%)	-	223,7	-
Electra (30,6% a Jun-06)	-	(19,4)	-
Edinfor (40%)	(12,4)	2,0	-
Setgás (19,8%)	1,7	1,8	-0,9%
CEM (21%)	8,5	8,3	2,0%
Turbogás (40%)	12,9	11,4	12,9%
DECA II (EEGSA (21%))	8,6	11,6	-25,7%
Subsidiárias da HC	0,5	1,0	-49,1%
Subsidiárias da NEO	3,0	3,7	-18,1%
Outros	0,8	1,1	-30,8%
Total	23,7	245,3	-90,3%

Interesses Minoritários (€ M)	2007	2006	Δ 07/06
NEO Energia	1,5	2,5	-40,0%
HC Energia+Naturgas	6,3	11,6	-45,7%
Portgás	4,3	3,9	10,3%
Energias do Brasil	97,8	57,0	71,6%
Outros	2,8	1,3	115,4%
Grupo EDP	112,7	76,3	47,7%

Os resultados financeiros do Grupo EDP reflectem:

a) um aumento de €33,5M nos **rendimentos de participações de capital** devido à distribuição de dividendos recebidos em 2007: i) da REN no montante de €29,1M; ii) da Ampla no montante de €1,6M; e iii) do BCP no montante de €8,4M.



b) um aumento de 34,1% nos juros financeiros líquidos consequência: i) de um aumento 1,1 p.p. do custo médio da dívida do Grupo EDP (5,0% em 2007 vs. 3,9% em 2006), reflectindo o aumento das taxas de juro no período, e ii) de um aumento do nível médio de dívida líquida;

c) uma redução acentuada nos **outros ganhos e perdas financeiros**. O ano 2006 inclui um impacto positivo de €148M relacionado com o derivado contratado para cobrir o valor do CMECs. Adicionalmente, o ano 2007 inclui: i) uma perda de €42M relativa a instrumentos de cobertura de combustíveis, para 2007 e 2008, associados à nossa actividade de geração contratada (em 2006 não foram contabilizadas tais perdas); e ii) uma perda de €2,8M (vs. um ganho de €24,2M em 2006) relacionada com operações financeiras de cobertura em mercados energéticos associados à actividade de produção e comercialização no mercado liberalizado.

• Os **ganhos em empresas do grupo e associadas** totalizaram €23,7M em 2007 vs. €245,3M em 2006. Em 2006, os ganhos em empresas do grupo e associadas incluíam: i) a contribuição da consolidação pelo método da equivalência patrimonial de 30% da REN, que reflecte a recuperação, em 2006, de desvios tarifários de anos anteriores, bem como a mais valia obtida na venda dos 18,3% que a REN detinha na Galp; ii) uma provisão não recorrente relacionada com garantias prestadas no financiamento da Electra; e iii) e em 2007, uma perda de €12,5M relativa à contribuição pelo MEP da Edinfor. De notar que em Fev-08, a EDP anunciou a sua intenção de exercer a sua opção de venda sobre a participação de 40% detida na Edinfor por um preço mínimo pré acordado de €55M. Espera-se que esta transacção esteja concluída em Março de 2008, data a partir da qual a Edinfor deixará de contribuir para os resultados da EDP.

• Relativamente à **actual participação da EDP na REN**, de notar que no seguimento dos acordos realizados para a venda de 20% do capital social da REN (4 blocos de 5%) e da venda de uma participação adicional de 5% em Julho, com a Oferta Pública Inicial, a participação da EDP na REN deixou de ser consolidada pelo método da equivalência patrimonial. A venda destes 25% da REN reflectiu-se num ganho de capital de €259M em 2007.

⁽¹⁾ As Diferenças de Câmbio no gráfico foram ajustadas pelos resultados de instrumentos de cobertura em "Outros Financeiros"



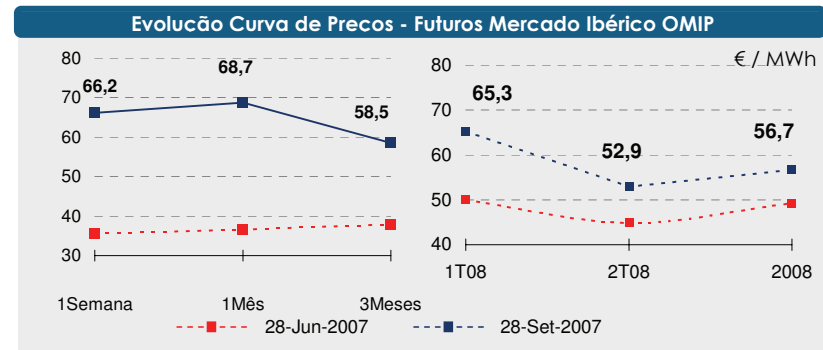
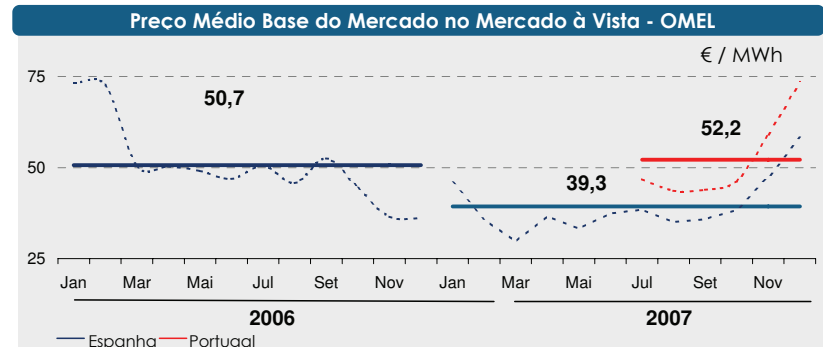
Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico no Mercado Ibérico



Balanzo Energético (GWh)	Portugal			Espanha		
	2007	2006	Δ 07/06	2007	2006	Δ 07/06
Hidroeléctrica	9.523	10.205	-6,7%	26.338	25.330	4,0%
Nuclear	-	-	-	55.102	60.126	-8,4%
Carvão	11.663	14.070	-17,1%	71.833	66.006	8,8%
CCGT	10.491	9.788	7,2%	68.139	63.506	7,3%
Fuel/Gas/Diesel	1.271	1.620	-21,5%	2.397	5.905	-59,4%
Auto-Consumo	-	-	-	(8.740)	(8.904)	1,9%
(-) Bombagem	(540)	(703)	23,2%	(4.349)	(5.261)	17,3%
Regime Convencional	32.408	34.980	-7,4%	210.721	206.708	1,9%
Eólica	4.002	2.892	38,4%	26.634	22.684	17,4%
Outras	6.133	5.877	4,4%	29.410	27.632	6,4%
Regime Especial	10.135	8.769	15,6%	56.044	50.316	11,4%
Importação / (Exportação)	7.488	5.440	37,6%	(5.750)	(3.280)	-75,3%
Consumo Referido à Emissão	50.031	49.189	1,7%	261.014	253.744	2,9%
Evolução corrigida de temperatura e dias úteis			2,4%			4,1%
Mercado Regulado	44.292	41.427	6,9%	186.673	190.378	-1,9%
Mercado Liberalizado	5.739	7.763	-26,1%	73.199	63.068	16,1%

Capacidade Instalada (MW)	Península Ibérica		
	2007	2006	Δ 07/06
Hídrica	18.119	18.119	-
Nuclear	7.439	7.439	-
Carvão	11.661	11.732	-0,6%
CCGT	19.172	16.979	12,9%
Fuel/Gas/Diesel	6.527	6.695	-2,5%
Eólica	15.226	12.798	19,0%
PRE's (Outras)	12.333	11.563	6,7%
Total	90.478	85.325	6,0%



Factores Chave dos Custo de Produção	2007	2006	Δ 07/06
Coefficiente de Hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,76	0,98	-22,4%
Espanha	0,64	0,82	-22,0%
Direitos de emissão de CO ₂ - 2007 (€/ton) ¹	0,0	6,7	-99,7%
Direitos de emissão de CO ₂ - 2008 (€/ton) ¹	22,3	18,3	21,9%
Carvão (API2 CIF ARA) USD/t ¹	127,8	68,1	87,7%
Gás (CMP) €/MWh ¹	49,6	33,5	48,1%
Brent (USD/Barril) ¹	93,8	59,6	57,5%
Eur/USD ¹	1,47	1,32	11,8%

¹ Final do período

Em 2007, a procura de electricidade na Península Ibérica aumentou 2,7% em relação ao mesmo período homólogo, impulsionada principalmente por Espanha onde o crescimento da procura de electricidade foi de 2,9%. Ajustado por temperatura e dias úteis a procura de electricidade cresceu 2,4% em Portugal e 4,1% em Espanha.

Do lado da oferta, a produção hídrica apenas cresceu 1% apresentando uma desaceleração quando comparada com o trimestre anterior, devido a um Inverno invulgarmente seco nos dois países no 4T07. Por outro lado a produção eólica cresceu 19% suportada por um aumento na capacidade instalada. Como resultado desta situação a produção térmica convencional apresentou um crescimento nulo. A diminuição da produção hídrica em conjunto com temperaturas abaixo da média observado no último trimestre, conduziu a uma utilização elevada de tecnologias com custos marginais mais elevados. Isto resultou em preços mais elevados na pool apesar do aumento de 13% de capacidade de CCGT. Apesar do mercado comum de electricidade, MIBEL, ter iniciado a 1 de Julho, os dois países continuaram a apresentar preços diferentes devido a restrições a interligação de capacidade. De facto, durante o 2º semestre de 2007 houve congestionamento durante 81% das horas, provocado por trabalhos de manutenção na rede de interligação que em conjunto com a menor produção de centrais a carvão em Portugal resultou no uso de tecnologias com custos marginais mais elevados.

Durante o 4º trimestre de 2007 os preços no mercado Ibérico de futuros de electricidade (OMIP) para o 1T08 mostraram uma tendência de crescimento tendo fechado no Dezembro a níveis entre €68-€69/MWh. Para 2008, os preços de futuros da electricidade apresentaram uma tendência de subida nomeadamente para o 1S08 atingindo níveis entre €65-€69 reflectindo o aumento dos preços dos combustíveis, nomeadamente o carvão, e baixos níveis de reservas hídricas. Em Dezembro o terceiro leilão da Distribuição Regulada marcou o preço para o 1T08 em 64,5€/MWh com 6,500/MW de volume transaccionado. Este preço foi de cerca 10€/MWh acima do preço do 3º leilão VPP da Endesa/Iberdrola cujo preço se fixou em 53,9€/MWh.

Os volumes de electricidade vendida no mercado liberalizado caíram 26% em relação ao período homólogo em Portugal. Dado que em Janeiro de 2007 as tarifas foram actualizadas a 6,2%, sendo que a proposta inicial do regulador foi de 12,4%, e que em Setembro as tarifas diminuíram 3,0%, tal atenuou a atractividade do mercado liberalizado. Por outro lado, em Espanha, os volumes vendidos no mercado liberalizado aumentaram 16% em relação ao mesmo período do ano anterior em consonância com o aumento das tarifas anunciadas em Janeiro e Julho de 2007, aumentando a competitividade do mercado liberalizado em relação ao mercado regulado. Em Janeiro de 2008, quer em Portugal quer em Espanha foi anunciado um aumento das tarifas de 2,9% e 3,3%, respectivamente, que continuam abaixo dos aumentos nos custos de produção.

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



Resultados (€ m)	2007	2006	Δ 07/06
Receitas CAE (1S07 e 2006)	587,5	1.246,4	-
CAE Parcela Fixa	473,8	934,5	-
CAE Parcela Variável	113,7	311,9	-
Receitas CAE/CMEC (2S07)	681,1	-	-
Receitas no mercado	469,2	-	-
Revisibilidade dos CMEC's	101,6	-	-
CMECs	71,3	-	-
Anuidade CMEC	39,0	-	-
Custos Directos: CAEs/ CMECs	291,8	311,2	-6,2%
Carvão	184,4	186,3	-1,0%
Fuel	91,2	116,3	-21,6%
Outros Custos (líquidos)	16,3	8,6	88,4%
Margem Bruta CAEs/CMECs	976,8	935,2	4,4%
Cogeração, Resíduos Especiais e Biomassa	46,0	47,5	-3,1%
Mini-hídricas	10,2	15,3	-33,0%
Margem Bruta Regime Especial	56,3	62,8	-10,4%
Margem Bruta Outros	14,1	14,5	-2,7%
Custos Operacionais	223,8	208,6	7,3%
EBITDA	823,3	803,9	2,4%
Amortizações & Provisões	283,4	234,4	20,9%
EBIT	540,0	569,5	-5,2%

Factor de Disponibilidade Real/Contratada (Km)	2007	2006	Δ 07/06
Hídrica	1,03	1,04	-1,4%
Termica	1,06	1,06	-0,2%

Produção de Electricidade (GWh)	2007	2006	Δ 07/06
Hidroelétrica	8.976	9.574	-6,2%
Termoelétrica	9.319	11.314	-17,6%
Sines	8.048	9.694	-17,0%
Setúbal	960	1.235	-22,2%
Carregado	197	239	-17,7%
Barreiro	114	145	-21,6%
Tunes	0	1	-88,0%
Total CAEs/CMECs	18.295	20.888	-12,4%
Cogeração Portugal	744	726	2,5%
Cogeração Espanha	551	481	14,6%
Mini-hídricas Portugal	134	193	-30,8%
Biomassa Portugal	56	29	95,6%
Total Regime Especial	1.485	1.429	4,0%

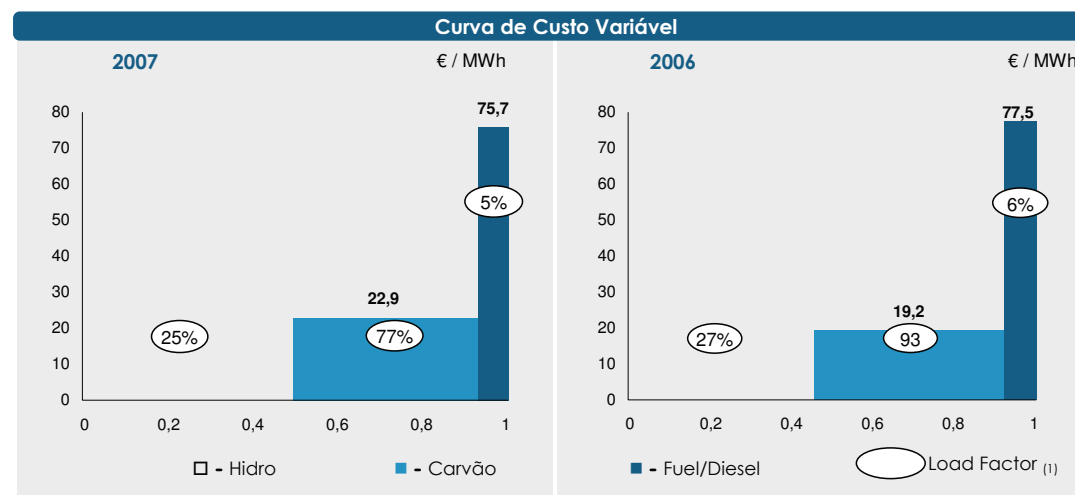
Tarifas Reaime Especial (€/MWh)	2007	2006	Δ 07/06
Cogeração Portugal	86	85	0,8%
Mini-hídricas Portugal	83	84	-1,8%
Biomassa Portugal	114	111	2,4%

A 15 de Junho a EDP e a REN (que até 30 de Junho era o único comprador de electricidade do mercado regulado de electricidade) acordaram a cessação antecipada dos CAEs de longo prazo entre as duas. Os CAEs foram então substituídos pelos CMECs para conciliar: (1) Preservação do VAL dos CAEs e uma margem bruta contratada estável ao longo dos próximos 10 anos com um retorno real sobre os activos de 8,5% antes de impostos e (2) o aumento da liquidez do Mercado grossista Ibérico de electricidade. Em termos de DR da EDP, a margem bruta total resultante dos CMECs manterá o mesmo perfil nos próximos 10 anos que a dos antigo CAEs.

Relativamente à margem bruta, esta passa a ter 4 componentes: 1) Receitas no mercado: Resultam da venda de electricidade no mercado grossista de electricidade ibérico, que inclui também serviços do sistema e no futuro garantia de potência. 2) Revisibilidade dos CMEC's: Diferença entre os principais pressupostos dos CMEC (produção, preços de mercado e custos de combustíveis) e o mercado. Esta diferença deverá ser paga ou recebida pela EDP através das tarifas reguladas com um ano de diferimento; 3) CMECs: Reflecte a diferença anual em termos de fluxos de caixa entre o anterior regime de CAE e o actual regime de CMEC, assumidos no início da implementação do sistema. A soma destas diferenças deverá ser zero no final do regime CMEC, garantindo o valor actual do anterior regime CAE. 4) Anuidade do CMEC: renda fixa mensal de 6,5 milhões de euros que a EDP receberá através da tarifa regulada durante os 20,5 anos de duração do sistema CMEC se não for securitizada antes.

Em 2007, a margem bruta dos CAEs/CMECs apresentaram um aumento de 4,4% em relação a igual período do ano anterior devido a ganhos pelo uso de stocks de carvão a preços mais baixos do que o previsto nas regras CAE/CMEC e à elevada disponibilidade das centrais hídricas e térmicas que mais do que compensaram os elevados custos do fuel-óleo que não foram reflectidos no preço final. Por outro lado, o baixo factor de hidraulicidade explica a queda de 33% na margem bruta das Mini-hídricas.

A queda de 18% na produção térmica deveu-se principalmente a paragens programadas em Sines para dessulfuração e manutenção tendo o factor de utilização diminuído de 93% para 77% em 2007. A produção hídrica diminuiu 6% devido ao tempo seco que se fez sentir no 4T07. Mesmo assim, os factores de disponibilidade das nossas centrais permaneceram bem acima de 1,0.



⁽¹⁾ 2006 Proforma incluindo cogeração, biomassa e tratamento de lixo.

⁽¹⁾ Factor de Utilização: número de horas equivalentes à produção de uma central relativamente ao número total de horas no período

Produção e Comercialização Liberalizada no Mercado Ibérico



Resultados (€ m)	2007	2006	Δ 07/06
Margem Bruta - Produção e Comerc. Liberalizada	599,9	454,1	32,1%
Produção	497,4	555,2	-10,4%
Portugal	93,5	110,7	-15,6%
Espanha	403,9	444,6	-9,1%
Comercialização	102,5	(101,2)	-
Portugal ⁽¹⁾	20,3	(50,7)	-
Espanha	82,2	(50,5)	-
Custos Operacionais	197,4	160,9	22,7%
EBITDA	402,4	293,2	37,3%
Amortizações & Provisões	122,2	124,4	-1,8%
EBIT	280,2	168,7	66,0%
Ao nível de Resultados Financeiros			
Ganhos (Perdas) c/ Hedging em Mercados Energéticos	(2,8)	24,2	-

Performance de mercado	2007	2006	Δ 07/06	2007	2006	Δ 07/06
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh)		
Produção Electricidade	20.226	19.654	2,9%	27,5	26,6	3,6%
CCGT	7.847	7.438	5,5%	41,9	42,1	-0,7%
Carvão	10.124	9.854	2,7%	22,2	20,8	6,4%
Hídrico	1.024	1.171	-12,6%	-	-	-
Nuclear	1.232	1.192	3,4%	3,2	3,0	5,2%
Compras Electricidade	3.402	1.538	121,3%	44,5	47,5	-6,4%
Total Electricidade	23.629	21.192	11,5%	30,0	28,1	6,7%
	Vendas Electricid. (GWh)			Preço médio (€/MWh)		
Perdas na Rede	693	221	-			
Portugal	3.010	3.844	-21,7%	50,1	52,0	-3,6%
Espanha	10.731	8.313	29,1%	58,6	46,7	25,4%
Clientes finais - Retalho liberaliz.	13.741	12.157	13,0%	58,6	44,9	30,3%
OMEL+OMIP+OTC	7.969	5.264	51,4%	52,1	65,0	-19,8%
Outros	1.226	3.550	-65,5%	43,0	54,7	-21,3%
Volume Total	23.629	21.192	11,5%	55,5	51,6	7,5%

Factor de Utilização	2007	2006	Δ 07/06
CCGT	57%	54%	3,0 pp
Carvão	76%	74%	2,0 pp
Hídrico	17%	20%	-2,5 pp
Nuclear	90%	87%	3,0 pp

Número de clientes	2007	2006	Δ 07/06
Número de clientes (mil)	196,3	84,9	131%
Portugal	148,3	22,7	554%
Espanha	48,0	62,2	-23%

Em 2007, o EBITDA no mercado Ibérico liberalizado de Produção e Comercialização de electricidade subiu 37% e a margem subiu 32% uma performance conseguida num ambiente de mercado adverso com preços médios na "pool" a descender 22%. Este resultado realça o sucesso da estratégia de cobertura em que cerca de 68% da produção ficou coberta por venda directa a clientes de retalho com um preço médio de 6€/MWh, mais elevado que o preço grossista à vista. Os resultados da cobertura financeira nos mercados energéticos associados a esta actividade totalizou -€2,8M em 2007 pois a cobertura financeira dos preços do petróleo e de câmbios não foram suficientes para compensar a cobertura financeira da electricidade e de preços de CO2.

Em 2007, a produção liberalizada da EDP no mercado ibérico cresceu 2,9% em relação ao período homólogo suportado por um aumento de 5,5% das nossas CCGTs tendo o factor de utilização a atingindo 57% vs. 54% em 2006. Este aumento é principalmente explicado pela central portuguesa da EDP, pois as paragens programadas para dessulfuração nas centrais de carvão, os trabalhos de manutenção na rede de interligação, que limitou as importações, teve de ser compensada com uma maior produção de CCGT. A produção de carvão apresentou um aumento de 2,7% apesar da paragem de Soto III para dessulfuração e para trabalhos de manutenção durante 9 semanas em 2007 e que continuarão no 1T08. Entretanto, a capacidade total instalada no mercado Ibérico liberalizado teve um aumento líquido de 595 MW devido a: (1) Comissionamento de 418 MW da CCGT de Castejón (Espanha) no final de Dez-07; (2) a atribuição da concessão da central hídrica de Alqueva no final de Out-07; (3) o descomissionamento oficial da central a carvão espanhola de Soto I (63MW) em Dez-07.

Em 2007, a produção das nossas CCGTs foi vendida essencialmente em horas de pico. Isto em conjunto com a existência de "Market Splitting" explica os 52€/MWh de preço verificado (incluindo pagamento de capacidade e serviço de sistema) no mercado à vista. Apesar dos custos de produção terem subido apenas 3,6%, os preços de fornecimento de electricidade aumentaram 6,7% devido a um aumento de compras no mercado à vista a preços mais elevados.

Em relação às vendas de electricidade no Mercado Ibérico, a EDP conseguiu aumentar o seu preço médio líquido da comercialização de electricidade em 30%, face a 2006, para €59/MWh (incluindo garantia de potência, serviços de sistema e margem de comercialização) com os volumes a apresentarem uma subida de 13%, suportados por Espanha, onde os volumes subiram 29% face a 2006, uma vez que em Portugal os volumes caíram 22%. De facto, o mercado espanhol beneficiou de um aumento das tarifas no retalho em Jan-07 e Jul-07 enquanto que, em Portugal, as tarifas subiram apenas 6,2% em Jan-07, apesar da proposta de 12,4% do regulador, e em Set-07 as tarifas diminuíram 3,0%. Os volumes vendidos no OMEL aumentaram 51% enquanto que os volumes vendidos no mercado de futuros grossista diminuíram 66% devido ao fim dos contratos bilaterais com a distribuição regulada em Espanha.

Em 2008, o negócio de comercialização da EDP deverá enfrentar uma diminuição de volumes pois a actualização das tarifas de 2,9% em Portugal e 3,3% em Espanha não reflectem totalmente o aumento dos custos de produção. Contudo, em Espanha o fim esperado das tarifas de último recurso para clientes de média voltagem poderá conduzir a uma recuperação da dinâmica de mercado no 2S08.

Para 2008, a EDP já contratou 58% da sua produção esperada a um preço médio acima dos 56€/MWh através de contratos de vendas com clientes de retalho ou em mercados de futuros. Para o volume já contratado para 2008 a EDP já tem fixado um "spark spread" medio de 13€/MWh e um "dark spread" de 29€/MWh, já considerando os custos de CO2 e do RD 11/07.

⁽¹⁾ Exclui a renda mensal paga pela EDP Produção à EDP Comercial, detentora de da central hídrica de Belver, Portugal, até Dezembro 2007



DR Operacional (€ M)	Produção Electricidade						Comercialização Electricidade						Produção e Comercializ.		
	Portugal			Espanha			Portugal			Espanha			Total ⁽¹⁾		
	2007	2006	Δ 07/06	2007	2006	Δ 07/06	2007	2006	Δ 07/06	2007	2006	Δ 07/06	2007	2006	Δ 07/06
Proveitos Operacionais	2.059,3	1.882,8	9,4%	801,6	772,6	3,8%	343,0	326,7	5,0%	799,2	538,3	48,5%	-	-	-
Custos Directos da Actividade	923,1	793,0	16,4%	397,7	328,0	21,2%	322,7	377,4	-14,5%	717,2	588,8	21,8%	-	-	-
Margem Bruta	1.136,2	1.089,8	4,3%	403,9	444,6	-9,1%	20,3	(50,7)	-	82,0	(50,5)	-	1.647,0	1.466,6	12,3%
Margem Bruta/Proveitos	55,2%	57,9%	-2,7 pp	50,4%	57,5%	-7,2 pp	5,9%	-15,5%	21,4 pp	10,3%	-9,4%	19,6 pp			
Fornecimentos e serviços externos	102,9	89,7	14,7%	53,3	39,1	36,3%	18,2	15,3	19,3%	31,2	28,9	8,0%	204,2	190,8	7,0%
Custos com pessoal	80,1	84,5	-5,1%	33,0	28,6	15,4%	4,6	5,5	-17,1%	6,5	5,3	24,0%	124,3	126,2	-1,5%
Custos com benefícios sociais	48,2	37,7	28,1%	10,9	1,3	730,8%	0,2	0,4	-47,5%	0,2	0,2	31,7%	59,5	39,5	50,6%
Rendas centros electroprodutores	3,9	3,7	4,0%	-	-	-	0,0	0,0	1,0%	-	-	-	-	3,8	-
Outros custos (proveitos) operac.	(9,6)	1,5	-	49,9	36,6	-	1,2	(0,5)	-	(19,8)	(15,4)	-	33,3	9,3	-
Custos Operacionais	225,6	217,1	3,9%	147,1	105,6	39,3%	24,2	20,7	17,3%	18,1	18,8	-3,7%	421,3	369,5	14,0%
EBITDA	910,6	872,7	4,3%	256,7	338,9	-24,2%	(3,9)	(71,3)	94,5%	63,8	(69,3)	-	1.225,8	1.097,1	11,7%
EBITDA/Proveitos	44,2%	46,4%	-2,1 pp	32,0%	43,9%	-11,8 pp	-1,1%	-21,8%	20,7 pp	8,0%	-12,9%	20,9 pp			
Provisões para riscos e encargos	1,5	20,5	-92,8%	13,8	-1,0	-	15,4	(3,0)	-	(1,4)	-3,3	58,1%	21,6	13,3	62,4%
Amortizações	259,0	228,9	13,2%	122,1	97,1	25,7%	4,7	4,8	-1,0%	2,3	2,5	-7,4%	388,1	348,6	11,3%
Compensa. amort. activos subsid.	(3,6)	(2,5)	-44,7%	(0,4)	(0,1)	-200,6%	-	-	-	-	-	-	(4,0)	(3,0)	-35,9%
EBIT	653,8	625,8	4,5%	121,3	243,0	-50,1%	(24,1)	(73,1)	67,0%	62,9	(68,5)	-	820,2	738,2	11,1%
EBIT/Proveitos	31,7%	33,2%	-1,5 pp	15,1%	31,5%	-16,3 pp	-7,0%	-22,4%	15,3 pp	7,9%	-12,7%	20,6 pp			
Empregados	1.535	1.571	-2,3%	562	582	-3,4%	76	88	-13,6%	88	92	-4,3%	2.261	2.380	-5,0%

O negócio integrado da produção e comercialização exibiu um crescimento da margem bruta de 12%, suportado pela recuperação do negócio de comercialização da EDP que compensou o crescimento nulo do negócio da produção. O EBITDA cresceu igualmente 12% tendo os custos operacionais aumentado 14%. Numa base pró-forma, i.e., incluindo o negócio de regime especial na produção contratada de 2006, e incluindo os custos de cobertura com combustíveis, a margem bruta e o EBITDA teriam aumentado 9,0% e 7,4%, respectivamente.

O EBITDA da produção em Portugal cresceu 4,3%, apesar do crescimento de 15% de FSE, grande parte devido aos custos de manutenção da Central do Ribatejo, e o aumento de 28% dos custos com os benefícios sociais relacionados com o programa de reestruturação de recursos humanos da EDP actualmente em curso. Efectivamente, em 2007 foram gastos 25M€ com a saída de 57 colaboradores enquanto que em 2006 os montantes foram de 15M€ e 85, respectivamente. De evidenciar a queda de 5% nos custos com pessoal devido à redução de efectivos. Abaixo da linha do EBITDA, as amortizações cresceram 13% devido essencialmente à extensão do domínio público hídrico a que correspondeu um montante de 20M€. Em Espanha, o crescimento dos custos operacionais deveu-se basicamente à inclusão do negócio do regime especial da NEO e ao impacto do RD 3/06. Efectivamente, o RD 03/06 teve um impacto significativo na demonstração de resultados em 2006 e 2007. Em 2006, os custos operacionais incluem 32M€ relacionados com o RD 03/06 contabilizado na rubrica outros custos enquanto estes mesmos custos em 2007 ascenderam a 42M€. Os FSEs aumentaram 36% reflectindo os custos não recorrentes com a manutenção de Soto 3, assim como os outros custos operacionais devido ao aumento das taxas municipais e custos relacionados com a retirada de resíduos nucleares. O crescimento dos custos com o pessoal em 15% refere-se a ajustamentos salariais que tiveram lugar no mês de Dezembro, mas que se referem a todo o ano de 2007. O aumento dos custos com benefícios sociais deve-se a provisões relativas a 72 pre-reformas, cujo o custo total ascendeu a 9,6M€, dentro acordo colectivo de trabalho, "Convénio", da HC Energia. As amortizações aumentaram 26% reflectindo sobretudo a inclusão do negócio de regime especial no perímetro de consolidação da produção contratada, que anteriormente estava na NEO. Consequentemente, o resultado operacional caiu em 50%.

Relativamente à comercialização, é de realçar a grande recuperação da margem bruta tanto em Portugal como em Espanha, demonstrando o sucesso da política da EDP que se centralizou na rentabilidade. Em Portugal, o aumento em 19% dos FSE's deve-se aos custos com o marketing para a captação de novos clientes. No entanto, é de realçar a diminuição dos custos de pessoal em 17% suportada essencialmente pela diminuição de colaboradores. Em Espanha, a margem bruta registou um impacto positivo não recorrente de €27M com uma diminuição das responsabilidades com desvios de anos anteriores. Por seu lado os custos operacionais líquidos diminuíram em virtude do aumento da rubrica de outras receitas, facturação a outras empresas do grupo, que mais do que compensaram o aumento de FSE's, que acompanharam a actividade comercial, e os custos com pessoal devido ao "Convenio".

⁽¹⁾ 2006 Proforma incluindo cogeração, biomassa e tratamento de lixo.



DR Operacional (€ M) (1)	YE07	YE06	Δ 07/06
Margem Bruta	247,1	201,8	22,4%
Margem Bruta/Proveitos	93,7%	81,0%	12,7 pp
Fornecimentos e serviços externos	39,7	30,7	29,3%
Custos com pessoal	13,5	14,0	-3,8%
Rendas de centros electroprodutores	3,5	1,3	168,9%
Outros custos (proveitos) operacionais	0,5	8,9	-
Custos Operacionais	57,2	54,9	4,1%
EBITDA	189,9	146,9	29,3%
EBITDA/Proveitos	72,0%	59,0%	13,1 pp
Provisões para riscos e encargos	-	12,1	-
Amortizações	91,3	77,6	17,5%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,2)	(0,5)	68,1%
EBIT	98,8	57,7	71,4%
EBIT/Proveitos	37,5%	23,1%	14,3 pp

Número de Empregados	YE07	YE06	Δ 07/06
Número de Empregados	269	243	+ 26

• Em Dez-07, a EDP reforçou a visibilidade do seu portfólio de produção eólica na Europa através da aquisição da “Relax Wind Parks”, um conjunto de projectos para o desenvolvimento de parques eólicos na Polónia com uma capacidade total bruta de 1.022 MW. Estes projectos encontram-se em diferentes fases de desenvolvimento – o primeiro parque eólico deverá dispor de uma capacidade instalada de 120 MW e tem a sua entrada em operação prevista para o final de 2009.

• Em Dez-07, a NEO tinha uma capacidade instalada eólica consolidada na Europa de 1.776 MW, mais 683 MW. Este aumento de capacidade foi conseguido através de aquisições (+88 MW) e de crescimento orgânico (+595 MW). Trimestralmente, a NEO aumentou a sua capacidade instalada em 32 MW em Portugal, 314 MW em Espanha e 67 MW em França. Em Dez-07, NEO tinha 597 MW em construção com entrada em operação prevista para o ano 2008. A NEO cumpriu com sucesso o seu objectivo de 2.2 GW de capacidade instalada eólica bruta em 2007, e está no bom caminho para alcançar o seu objectivo de 3.0 GW para 2008.

• A NEO produziu um total de 2.911 GWh de energia eólica em 2007, o que representa um crescimento de 53,0% em relação ao período homólogo, devido ao aumento da capacidade instalada bem como a uma melhoria do factor médio de utilização dos nossos parques eólicos (crescimento de 0,3p.p no período para 26,2% em 2007).

• Em Espanha, a energia eólica produzida pela NEO aumentou 45% no período e o factor médio de utilização do nosso portfólio de parques eólicos permaneceu estável no nível elevado de 27%, reflectindo a óptima localização dos nossos parques eólicos em termos de recursos eólicos quando comparada com a média do sector, não somente para os parques anteriores a 2006 mas também para os novos parques.

Capacidade Instalada Consolidada (MW)	YE07	YE06	Δ 07/06
Portugal	424	313	+111
Espanha	1.265	760	+505
França	87	20	+67
Total	1.776	1.093	+683

Electricidade Produzida (GWh)	YE07	YE06	Δ 07/06
Portugal	735	483	52,2%
Espanha	2.056	1.419	44,9%
França	119	-	-
Total	2.911	1.902	53,0%

Factor Médio de Utilização (%)	YE07	YE06	Δ 07/06
Portugal	24%	26%	(2,1 pp)
Espanha	27%	27%	(0,0 pp)
França	27%	-	-
Total	26%	26%	0,3 pp

Tarifa Média Eólica (€/MWh)	YE07	YE06	Δ 07/06
Portugal	96	91	4,9%
Espanha	78	90	-13,5%
França	79	-	-
Total	83	90	-8,8%

Margem Bruta (€ M)	YE07	YE06	Δ 07/06
Portugal	72,5	46,6	55,4%
Espanha	161,7	131,2	23,3%
França	9,7	-	-
Eólica	243,9	177,8	37,1%
Outros & Ajustamentos	3,2	24,0	-86,6%
Total	247,1	201,8	22,4%

• A margem bruta aumentou 22,4% no período: i) em Espanha, apesar de uma redução de 13,5% na tarifa média, consequência da queda do preço da pool quando comparado com 2006, a margem bruta beneficiou de um aumento da capacidade instalada bem como dos factores de utilização; ii) em Portugal, a margem bruta beneficiou de um aumento da capacidade instalada e também de um aumento da tarifa média, sendo este último reflexo de menores factores de utilização registados no 4T07 (em Portugal, a tarifa média anual por MWh está inversamente relacionada com o factor médio de utilização anual)

• Os fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal aumentaram 18,9% no período reflectindo um aumento dos custos com O&M (entrada em operação de nova capacidade), um aumento da actividade operacional e expansão internacional e o consequente aumento do número de empregados. Os outros custos operacionais em 2006 incluem €4,1M de custos não-recorrentes, essencialmente relacionados com as actividades de resíduos e biomassa que foram transferidas para a HC Energia em Jan-07.

• O EBITDA da NEO melhorou €43,1M no período para €189,9M, o que corresponde a uma margem EBITDA de 72,0% (mais 13,1p.p no período).



DR Operacional (€ M)	YE07
Margem Bruta	31,6
Margem Bruta/Proveitos	98%
Fornecimentos e serviços externos	9,2
Custos com pessoal	8,4
Rendas de centros electroprodutores	-
Outros custos (proveitos) operacionais	(10,0)
Custos Operacionais	7,6
EBITDA	23,9
EBITDA/Proveitos	74,1%
Provisões para riscos e encargos	-
Amortizações	20,4
Compensação amort. activos subsidiados	-
EBIT	3,5

Número de Empregados	YE07
Número de Empregados	197

• Em Jul-07, a EDP concluiu a compra da Horizon, uma empresa líder no desenvolvimento, gestão e operação de parques eólicos nos EUA por USD2.740 M ("enterprise value" incluindo investimentos incorridos entre Dez-06 e Jul-07). Esta operação foi financiada através de um empréstimo bancário sindicado concedido à EDP no montante de USD3.000 M, dividido numa tranche de USD1.500 M com prazo de 1 ano e noutra tranche de USD1.500 M com prazo de 7 anos. Em Out-07, a EDP emitiu USD2.000 M em obrigações que foram utilizadas para reembolsar a primeira tranche da dívida contraída ao abrigo das facilidades de crédito utilizadas para financiar a compra da Horizon. Esta transacção enquadra-se nos objectivos estratégicos da EDP, posicionando a empresa num dos mercados mais atractivos para as energias renováveis em termos de crescimento e rentabilidade.

• Em Jul-07, a Horizon concluiu com um consórcio de investidores institucionais a venda de uma participação num conjunto de projectos eólicos com uma capacidade instalada líquida de 722 MW. O montante a aportar pelos investidores totalizou cerca de USD722 M. Em Dez-07, foi concluída uma segunda transacção similar envolvendo um portfólio de quatro parques eólicos com datas de entrada em operação em 2007 e início de 2008 e com uma capacidade instalada total de 600 MW. Nesta segunda transacção o consórcio de investidores irá investir um total de USD600 M, dos quais USD342 M já foram realizados 2007 (remanescente a ser investido em 2008).

• Entre Dez-06 e Dez-07, o Dólar americano registou uma depreciação de 11% em relação ao Euro – Câmbio médio do 2S07 de 1,37 USD/EUR.

• Em 2007, a Horizon aumentou a sua capacidade instalada em 931 MW tendo terminado o ano 2007 com uma capacidade eólica bruta instalada de 1.490 MW (1) e 66 MW adicionais em construção, que irão entrar em operação nos primeiros meses de 2008. No início de 2008, a Horizon terá assim um total de 1.556 MW em operação, em linha com os objectivos anunciados.

• Em 2007, verificou-se um crescimento de 44% na capacidade eólica instalada nos EUA, para 16,8 GW (2). A quota de mercado da Horizon em termos de capacidade é de 7% no final de 2007, ocupando o segundo lugar em termos de MWs construídos em 2007.

Capacidade Instalada (MW)	COD	% detida	Cons.	YE07
Madison	2000	100%	Full	12
Blue Canyon I	2003	25%	Equity	74
Blue Canyon II	2005	100%	Full	151
Maple Ridge I	2006	50%	Proportional	231
Maple Ridge II	2006	50%	Proportional	91
Twin Groves I	2007	100%	Full	198
Lone Star I	2007	100%	Full	200
Elkhorn Valley	2007	100%	Full	101
Prairie Star	2007	100%	Full	101
Lone Star II	2007 ⁽⁴⁾	100%	Full	150
Twin Groves II	2007 ⁽⁴⁾	100%	Full	182
Bruta				1.490
Consolidada				1.254

Produção de Electricidade (GWh)	YE07
Eólico EUA	862

Margem Bruta Ajustada (€ M)	YE07
Receitas de Electricidade & RECs	31,3
Prestação de Serviços & Outros	0,2
Margem Bruta	31,6
Receitas PTCs & Outras Receitas Relacionadas dos "Equity Partners" da Horizon ⁽⁵⁾	12,3
Margem Bruta Ajustada	43,9

• O Grupo EDP iniciou a consolidação da Horizon em Jul-07. Durante os primeiros 6 meses de consolidação, a Horizon produziu 862 GWh. Nos últimos 12 meses, o portfólio de parques eólicos da Horizon registou um factor de utilização de 30% (3). O factor de utilização anual foi afectado por uma redução dos níveis de disponibilidade que está financeiramente coberta pelos contratos de garantia existentes com os fornecedores de turbinas.

• Em Jul-07, a Horizon assinou um CAE de 18 anos com a Constellation Energy relativamente ao parque eólico de Twin Groves II, assegurando-se assim que todos os projectos eólicos de 2007 têm a sua energia contratada, através de CAEs ou "Hedges". Em Jul-07 e Out-07, a Horizon assinou dois CAE de 20 anos com a Empire District Electric Company e com a Westar Energy, Inc., para o projecto eólico Meridian Way (Kansas, 201 MW), com início de construção esperado para 2008.

• Os benefícios líquidos dos PTCs ("Production Tax Credits") e outros proveitos relacionados dos parceiros de "Equity" da Horizon no 2S07 totalizavam USD16,9 M (ou €12,3M). O contributo da Horizon ao nível da margem bruta no 2S07 foi de €31,6M, ou €43,9M quando ajustada para incluir os PTCs e proveitos diferidos afectos à Horizon e investidores institucionais.

• Em Fev-08, a Horizon adquiriu um portfólio composto por seis projectos de produção de energia eólica com uma capacidade global a instalar de 1.050 MW. Estes projectos estão localizados em algumas das regiões com mercados eléctricos grossistas mais atractivos, esperando-se que venham a contribuir para a Horizon consolidar a sua posição de liderança nestas regiões.

(1) Dos quais 131 MW 100% construídos, com comissionamento previsto para início de 2008

(2) Fonte: AWEA, EER Janeiro 2007, Horizon

(3) Calculado para projectos que iniciaram operação comercial

(4) A Dez-07, os parques eólicos de Lone Star II & Twin Groves II tinham 66 MW em construção com entrada em operação prevista para início de 2008

(5) Inclui contabilização do benefício líquido da depreciação acelerada da Horizon e Investidores Institucionais

Distribuição em Portugal



Consumidores de Electricidade (mil)	YE07	YE06	Δ 07/06
Comercialização Regulada	5.902	5.962	-59
Comercialização Mercado Liberalizado	152	26	125
Consumidores de Electricidade	6.054	5.988	66

Electricidade Distribuída (GWh)	YE07	YE06	Δ 07/06
Muito Alta Tensão	1.531	1.417	8,0%
Alta Tensão	6.276	5.456	15,0%
Média Tensão	14.388	14.409	-0,1%
Baixa Tensão	24.724	24.119	2,5%
Electricidade Distribuída	46.919	45.401	3,3%
dos quais: de acesso	5.373	7.148	-24,8%

Vendas de Electricidade e Margem Bruta (€ M)	YE07	YE06	Δ 07/06
Vendas de Electricidade	4.622,9	4.263,0	8,4%
Compras de Electricidade	3.414,1	3.026,8	12,8%
Margem Bruta de Electricidade	1.208,7	1.236,2	-2,2%
Proveitos Permitidos	1.267,1	1.354,1	-6,4%
Diferença Tarifária a Recuperar/(Devolver)	58,3	117,9	-50,5%

Tempo de Interrupção Equivalente (min.)	YE07	YE06	Δ 07/06
Tempo de Interrupção Equivalente	111	203	-93

• O volume de electricidade distribuída em Portugal aumentou 3,3% para 46,9 TWh em 2007, vs. uma estimativa da ERSE de 47,0 TWh. O aumento de 15% do consumo no segmento de AT reflecte o impacto dos co-geradores, cujo consumo em 2007 se concentrou no segmento de AT, bem como a transferência de alguns clientes do segmento de MT para a AT. O consumo de electricidade no mercado liberalizado diminuiu 25% no período para 5,4 TWh, vs. 6,7 TWh estimados pela ERSE.

• As vendas de electricidade incluem €49M relativos ao défice tarifário de 2007 atribuído à EDP Distribuição (o DL 237-B/2006 reconhece a recuperação deste valor, bem como do défice de 2006 que ascendeu a €125M, com juros, durante um período de 10 anos com início em 2008).

• Os proveitos permitidos diminuíram 6,4%, reflectindo uma diminuição dos proveitos relacionados com a recuperação de custos de anos anteriores. Excluindo estes ajustamentos relativos a anos anteriores, os proveitos permitidos teriam aumentado 3,1%. A actividade de Uso de Rede de Distribuição (URD) representou cerca de 80% dos proveitos permitidos, e apesar de uma redução de 1,6% do proveito unitário médio, o aumento de 2,2% da componente fixa (que reduz a exposição ao risco de desvios na procura de electricidade) e o aumento em 2,9% da electricidade distribuída traduziram-se num aumento de 1,6% dos proveitos permitidos provenientes desta actividade (ver pág. 30 dos Anexos).

• Em Dez-07, a ERSE anunciou um aumento tarifário médio de 2,9% para 2008, com base num pressuposto de €50/MWh no que se refere ao preço médio de compra de electricidade em mercado (incluindo serviços do sistema) e num aumento do consumo de electricidade de 2,7%. Não foi criado nenhum défice tarifário “ex-ante” para o ano 2008.

DR Operacional (€ M)	YE07	YE06	Δ 07/06
Margem Bruta	1.226,1	1.247,2	-1,7%
Margem Bruta/Proveitos	26,3%	29,1%	-2,7 pp
Fornecimentos e serviços externos	259,9	240,1	8,3%
Custos com pessoal	181,4	185,7	-2,3%
Custos com benefícios sociais	199,8	97,2	105,6%
Rendas de concessão	208,7	211,4	-1,3%
Outros custos (proveitos) operacionais	(9,0)	(17,0)	47,2%
Custos Operacionais	840,8	717,4	17,2%
EBITDA ⁽¹⁾	385,3	529,8	-27,3%
EBITDA/Proveitos	8,3%	12,4%	-4,1 pp
Provisões para riscos e encargos	(6,8)	57,0	-
Amortizações	345,4	334,6	3,2%
Compensação amort. activos subsidiados	(85,5)	(83,9)	-1,9%
EBIT	132,2	222,0	-40,5%
EBIT/Proveitos	2,8%	5,2%	-2,3 pp

Número de Empregados	YE07	YE06	Δ 07/06
Número de Empregados	4.925	5.168	-243
Empregados/TWh ⁽²⁾	105	114	-7,8%
Clientes/Empregado	1.229	1.159	6,1%

• A margem bruta de electricidade ficou €58,3M abaixo dos proveitos permitidos para o ano 2007. Este desvio tarifário negativo, a ser recuperado pelas tarifas em 2009, compara com um desvio positivo acumulado de €25,1M a Set-07. Tal evolução reflecte um aumento significativo do custo médio com a compra de electricidade no 4T07 (preço de compra de electricidade em mercado de €60/MWh no 4T07 vs. uma estimativa da ERSE de €51/MWh).

• Os FSE aumentaram 8,3% no período devido a um aumento nos custos externos com O&M e de back-office, que mais do que compensaram o controlo conseguido ao nível dos outros custos com serviços externos, como sejam os de marketing. Os custos com pessoal diminuíram 2,3% no período, ou 1,4% excluindo as indemnizações e a capitalização de custos com pessoal, reflectindo o impacto positivo das poupanças conseguidas com a redução de pessoas.

• Os custos com benefícios sociais mais do que duplicaram no período – Os esforços desenvolvidos no sentido de aumentar os níveis de eficiência possibilitaram uma antecipação do Programa de Ajustamento de Efectivos (PAE), o que se traduziu na contabilização, em 2007, de um custo extraordinário de €127,3M (vs. €24,7M em 2006) relativo a 512 reformas e pré-reformas acordadas e assinadas no 4T07 e das quais 228 se tornaram efectivas em 2007, sendo que as remanescentes 284 já estão assinadas e tornar-se-ão efectivas em 2008.

• Como já referido, a redução no número de empregados foi essencialmente conseguida através do PAE iniciado em 2006 e que se traduziu até agora em 106 reformas e pré-reformas efectivadas em 2006 e em 228 reformas e pré-reformas adicionais efectivadas em 2007. Esforços recorrentes possibilitaram uma melhoria dos rácios de eficiência – Empregado/TWh diminuiu 7,8% para 105 – reduzindo-se o “gap” para as melhores práticas da Península Ibérica.

⁽¹⁾ O EBITDA normalizado (i.e. excluindo as diferenças tarifárias e os ajustamentos tarifários t-2 e t-1) é de €459,8M em 2007 vs. €524,5M em 2006.



Consumidores de Electricidade (milhares)	YE07	YE06	Δ 07/06
Comercialização Regulada	565	542	4,3%
Comercialização Mercado Liberalizado	51	61	-16,0%
Consumidores de Electricidade	617	603	2,2%

Electricidade Distribuída (GWh)	YE07	YE06	Δ 07/06
Alta Tensão	5.883	5.874	0,2%
Média Tensão	1.204	1.215	-0,9%
Baixa Tensão	2.536	2.461	3,0%
Electricidade Distribuída	9.623	9.550	0,8%
dos quais: de acesso	1.584	1.366	16,0%

Proveitos Regulados (€ M)	YE07	YE06	Δ 07/06
Transporte	6,2	8,6	-28,0%
Distribuição	123,7	98,2	26,0%
Comercialização	7,7	7,6	2,1%
Proveitos Regulados	137,6	114,3	20,3%

Tempo de Interrupção Equivalente - Astúrias (min.)	YE07	YE06	Δ 07/06
Tempo de Interrupção Equivalente	63	106	-43

• Em 2007, o volume de electricidade distribuído nas Astúrias aumentou em apenas 0,8% para 9,6TWh, devido essencialmente ao facto do consumo no segmento de AT ter aumentado em apenas 0,2%.

• A margem bruta da actividade de distribuição em Espanha aumentou 12,9% no período para €143,9M em 2007, reflectindo: a) um aumento de €23,2M da remuneração para as actividades reguladas reconhecida na tarifa de 2007; b) a contabilização em 2006 do impacto positivo, no montante de €8,0M, dos desvios nos custos da electricidade comprada; e c) um aumento de €1,2M nas prestações de serviços:

a) Os proveitos regulados aumentaram 20,3% de acordo com o que está reconhecido no RD 1634/2006, que estabelece os proveitos das actividades reguladas no negócio da electricidade em Espanha.

b) Em 2006, a nossa actividade de distribuição em Espanha contabilizou uma receita de €8,0M, consequência de dois efeitos contrários resultantes de desvios nos custos com a compra de electricidade: i) as nossas necessidades de electricidade em Espanha foram superiores às estimativas iniciais, tendo sido necessário adquirir electricidade nos mercados secundários a preços superiores aos do mercado diário, o que deu origem a um custo adicional de €10,0M em 2006; este efeito foi mais do que compensado por ii) um impacto positivo de €18,0M resultado do custo médio com compras de electricidade da nossa distribuidora ter sido inferior ao custo médio com compras de electricidade das distribuidoras do sistema, sendo este o custo standard reconhecido nas liquidações dos proveitos/margem regulados. Desde Jun-06, o aumento substancial dos volumes transaccionados nos mercados secundários, a preços superiores aos do mercado diário, levou a desvios nos custos entre as distribuidoras do sistema devido às suas estratégias de actuação no mercado grossista de electricidade;

• Os custos operacionais diminuíram 15,9% no período:

a) o RD 3/2006 aprovado em 24 de Fevereiro de 2006, considerava que as vendas de electricidade da geração e as compras da distribuição efectuadas simultaneamente pelo mesmo grupo empresarial deviam ser liquidadas a um preço provisório de €42,35/MWh. Em 2006, as compras de electricidade da actividade de distribuição da HC Energia que foram liquidadas com geração própria ascenderam a 1,512 GWh, o que se reflectiu num custo de €15,6M contabilizado em "outros custos operacionais". Actualmente, o RD 03/2006 deixou de ser aplicável pelo que tais custos deixaram de existir em 2007;

DR Operacional (€ M)	YE07	YE06	Δ 07/06
Margem Bruta	143,9	127,5	12,9%
Margem Bruta / Proveitos	99,8%	100,0%	-0,2 pp
FSEs	55,9	53,6	4,2%
Custos Pessoal	25,7	24,8	3,9%
Custos Benefícios sociais	16,6	1,2	-
Outros custos (proveitos) operacionais	(26,3)	5,8	-
Custos Operacionais	71,9	85,4	-15,9%
EBITDA	72,1	42,1	71,3%
EBITDA / Proveitos	50,0%	33,0%	17,0 pp
Provisões para riscos e encargos	(0,4)	4,1	-
Amortizações do exercício	31,9	26,1	22,1%
Compensação amort. activos subsidiados	(2,8)	(2,2)	-27,7%
EBIT	43,4	14,1	208,1%
EBIT / Proveitos	30,1%	11,1%	19,1 pp

Número de Empregados	YE07	YE06	Δ 07/06
Número de empregados	390	395	-5
Empregados/TWh ⁽¹⁾	40,5	41,4	-2,0%
Clientes/Empregado	1.581	1.527	3,5%

b) Mais recentemente, o RD 871/2007, de 30 de Junho, fixou o preço provisório referido no RD 03/2006 nos €49,23/MWh, o que se reflectiu num proveito operacional de €11M contabilizado em 2007 ao nível dos "outros proveitos operacionais".

c) Os FSE aumentaram 4,2% no período devido essencialmente a um aumento dos custos de back-office. Os custos com pessoal e custos com benefícios sociais aumentaram 63,2% reflectindo a contabilização em 2007 de um custo extraordinário de €16.0M relacionado com uma revisão salarial, consequência das diferenças registadas entre a taxa de inflação real e prevista – tal como estabelecido no acordo salarial em vigor na HC Energia.

• O EBITDA aumentou 71,3% no período para €72,1M em 2007. Os esforços desenvolvidos no sentido de melhorar os níveis de eficiência traduziram-se na melhoria de alguns rácios de referência como por exemplo o de Clientes/Empregado, que melhorou em 3,5% no período, permitindo um acompanhamento das melhores práticas da Península Ibérica.

• Em 2007, as tarifas a clientes finais não foram suficientes para cobrir os custos com a compra de electricidade, o que se reflectiu num défice tarifário de €53M na HC energia (contabilizado como activo a receber no balanço da nossa actividade de geração em Espanha), que compara com um défice de €154M em 2006. No 4T07, o governo espanhol não conseguiu concluir o processo de securitização de €1,5 mil milhões de défice do ano 2007. Espera-se que ocorra uma nova tentativa para a securitização do défice no próximo verão. Não se encontra ainda definida a forma como a recuperação do défice tarifário de 2006 irá ocorrer. Para 2008, foi definido um aumento para a tarifa média de electricidade em Espanha de 3,3%, com base num pressuposto de aumento do consumo de electricidade em 4,2% e num preço médio de compra da electricidade em mercado de €53,7/MWh (excluindo serviços dos sistema),



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha			Total		
	2007	2006	Δ 07/06	2007	2006	Δ 07/06	2007	2006	Δ 07/06
Proveitos Operacionais	114,5	96,2	19,0%	173,7	223,8	-22,4%	288,2	320,0	-9,9%
Custos Directos Actividade	61,9	52,4	18,1%	18,9	80,2	-76,4%	80,8	132,7	-39,1%
Margem Bruta	52,6	43,8	20,0%	154,8	143,5	7,8%	207,4	187,3	10,7%
Margem Bruta / Proveitos	45,9%	45,5%	0,4 pp	89,1%	64,1%	25,0 pp	72,0%	58,5%	13,4 pp
FSEs	12,1	8,4	44,5%	26,5	26,7	-0,9%	38,6	35,1	9,9%
Custos Pessoal	5,3	4,7	11,6%	17,8	20,1	-11,1%	23,1	24,8	-6,8%
Custos Benefícios sociais	0,2	0,0	1712,9%	0,4	0,3	26,6%	0,6	0,3	102,2%
Outros custos (proveitos) operac.	(0,0)	(0,5)	-89,5%	0,5	3,8	-87,7%	0,4	3,4	-87,4%
Custos Operacionais	17,6	12,6	38,9%	45,1	50,9	-11,3%	62,7	63,5	-1,3%
EBITDA	35,0	31,2	12,4%	109,6	92,7	18,3%	144,7	123,8	16,8%
EBITDA / Margem Bruta	66,6%	71,1%	-4,5 pp	70,8%	64,6%	6,3 pp	69,8%	66,1%	3,7 pp
Provisões para riscos e encargos	0,3	(2,7)	-	(0,5)	(3,0)	-82,2%	(0,3)	(5,6)	-95,2%
Amortizações do exercício	12,9	8,1	60,3%	32,5	33,1	-1,6%	45,5	41,1	10,5%
Compensação amort. activos sub.	(1,4)	(1,2)	17,6%	(1,6)	(1,5)	4,1%	(3,0)	(2,7)	10,0%
EBIT	23,3	27,0	(0,1)	79,2	64,1	0,2	102,5	91,1	12,5%
EBIT / Margem Bruta	44,2%	61,6%	-17,4 pp	51,2%	44,6%	6,5 pp	49,4%	48,6%	0,8 pp

Actividade Regulada	2007	2006	% Δ	Abs. Δ
Número Clientes (mil)	844,9	804,7	5,0%	+40
Portugal	179,8	163,4	10,0%	+16
Espanha	665,1	641,3	3,7%	+24
Clientes Finais	196,6	342,8	-42,6%	-146
Clientes acesso	468,5	298,6	56,9%	+170
Volume de Gás (GWh)	22.791	22.006	3,6%	+784
Portugal	2.554	2.293	11,4%	+261
Espanha	20.237	19.713	2,7%	+523
Clientes Finais	4.529	6.349	-28,7%	-1.820
Clientes acesso	15.708	13.364	17,5%	+2.344
Receitas reguladas (€ m)	195,3	180,0	8,5%	+15,3
Portugal	52,6	43,8	20,0%	+8,8
Espanha	142,8	136,2	4,8%	+6,5
Transporte	16,2	16,4	-1,3%	-0,2
Distribuição	118,2	110,5	6,9%	+7,6
Comercialização Regulada	8,4	9,3	-9,9%	-0,9
Rede (Km)	8.456	7.990	5,8%	+466
Portugal - Distribuição	2.987	2.796	6,8%	+191
Espanha - Distribuição	5.161	4.945	4,4%	+217
Espanha - Transporte	307	250	23,1%	+58

A actividade da EDP no negócio de gás regulado inclui a EDP Gás (ex-Portgás), empresa de distribuição com contrato de concessão (72% detida pela EDP), e a Naturgas (63,51% detida pela EDP), empresa de distribuição e transporte de gás, que actua principalmente no País Basco e Astúrias.

No conjunto, a actividade de gás regulado, quando comparada com o período homólogo, apresentou um crescimento do EBITDA de 16,8% para €144,7M, reflectindo o aumento de 5,0% dos pontos de abastecimento para 844.900 clientes (+40.000 clientes contratados), o aumento da extensão de rede em 5,8% para 8.456 Kms e aumento do gás distribuído em 3,6%.

Em Espanha, as receitas reguladas aumentaram, relativamente a 2006, 4,8% para €142,8M devido aos seguintes factores:

- As receitas reguladas da distribuição cresceram 6,9% para €118,2m reflectindo o aumento de 4,3% dos pontos de abastecimento para 665,100 clientes (+24.000 clientes contratados) e o aumento da extensão de rede em 4,4% para 5.161 Kms. O volume de gás distribuído aumentou em 2,7%, tendo o mercado regulado de gás em Espanha um crescimento da procura convencional de 3,7%. De realçar, que a comparação com o período homólogo, é influenciada positivamente pela aquisição dos restantes 50% do capital da distribuidora de gás Gasnalsa (consolidação integral desde Nov-06).
- As receitas reguladas do transporte diminuíram 1,3% para €16,2M devido ao facto de as receitas reguladas em 2006 incluírem um impacto positivo não-recorrente relacionado com o reconhecimento em 2006 do efeito retroactivo desde 2004 da rede da Septentrional Gas como rede primária (€1,5M). De realçar, que não considerando este efeito não-recorrente as receitas reguladas de transmissão teriam aumentado 8,6%. Durante 2007, a rede de transporte aumentou 58 Kms para 307 Kms (entrada em funcionamento do gasoduto Sória Agreda, novos investimentos em Santurtzi e Zierbana).
- As receitas reguladas da comercialização caíram 9,9% para €8,4M. De salientar, que se espera que o sistema de comercialização à tarifa de gás regulado termine em Jun-08. No entanto, esta eventual medida não deverá ter grande impacto nos resultados da Naturgas, uma vez que mais de 70% dos pontos de abastecimento são clientes de acesso. Adicionalmente, a Naturgas será o comercializador de último recurso nas regiões do País Basco e Astúrias e espera manter a maior parte dos clientes de comercialização regulada no mercado liberalizado.

Em Portugal, as nossas receitas reguladas aumentaram 20,0% para €52,6M, reflectindo o aumento de 10,0% dos pontos de abastecimento para 179.800 clientes, de 11,4% do volume de gás distribuído e o aumento da extensão de rede em 6,8% para 2.987 Kms. A nossa estratégia de aumento das taxas de penetração e dos rácios de eficiência está a produzir resultados com uma captação superior ao ano anterior e uma melhoria do rácio clientes/Kms de 58 para 60.

Um novo período regulatório para a actividade de distribuição de gás em Portugal irá iniciar-se em Jul-08 e os pressupostos regulatórios entre Jul-08 e Jun-11 deverão ser anunciados pela ERSE em Jun-08.

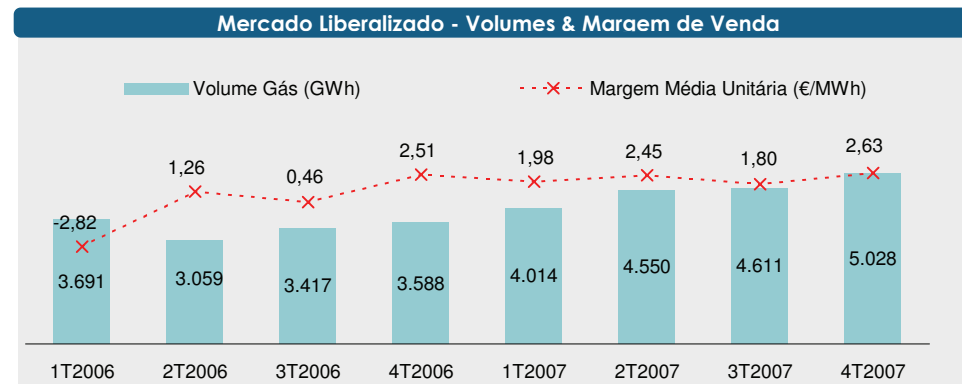
Os fornecimentos e serviços externos, custos com pessoal e custos com benefícios sociais aumentaram 3,5% em linha com o crescimento da actividade de gás regulado.

Gás - Actividade Liberalizada



DR Operacional (€ M)	2007	2006	Δ 07/06
Proveitos Operacionais	718,2	808,4	-11,2%
Custos Directos da Actividade	649,7	769,5	-15,6%
Margem Bruta	68,5	39,0	-
Margem Bruta / Proveitos	9,5%	4,8%	4,7 pp
FSEs	14,4	9,6	50,4%
Custos Pessoal	2,6	2,4	7,7%
Custos Benefícios sociais	0,1	0,1	17,8%
Outros custos (proveitos) operacionais	7,6	6,1	25,4%
Custos Operacionais	24,7	18,1	36,3%
EBITDA	43,8	20,9	-
EBITDA / Proveitos	6,1%	2,6%	3,5 pp
Provisões para riscos e encargos	0,1	3,0	-98,0%
Amortizações do exercício	1,2	0,4	168,0%
Compensação amort. activos subsidiados	-	-	-
EBIT	42,6	17,5	-
EBIT / Proveitos	5,9%	2,2%	3,8 pp

Actividade Comercialização Liberalizada	2007	2006	Δ 07/06
Número clientes (mil)	415,3	248,2	67,3%
Fornecimento de Gás (GWh)	18.203	13.755	32,3%
Industrial	14.043	11.566	21,4%
Residencial/Comercial	4.160	2.189	90,0%
Margem Bruta Unitária (€ / MWh)	2,23	0,29	663,9%



A actividade de gás liberalizado é composta pela actividade de comercialização de gás liberalizado em Espanha, actividade desenvolvida através das plataformas comerciais da Naturgas/HC Energia e pela actividade de fornecimento de gás para o mercado grossista. O EBITDA apresentou uma melhoria significativa passando de €20,9M em 2006 para €43,8M em 2007.

O fornecimento de gás para actividade liberalizada está suportado no contrato de longo prazo de 1bcm/ano com Trinidad & Tobago, sobre o qual a EDP tem um acordo de swap de gás com a Gas Natural e no contrato com a ENI de 0,5bcm/ano. Além destes, a EDP tem contrato com a Galp, de 1,2bcm/ano para o fornecimento da CCGT de 1200 MW em Portugal e com a Gás Natural, de 0,35bcm/ano para o fornecimento da CCGT de 400MW em Espanha.

No 1T2006, os custos de fornecimento de gás apresentaram um forte aumento, devido a uma forte procura de gás por parte dos nossos clientes liberalizados, que levou a compras excepcionais e não-recorrentes de gás no mercado spot a preços elevados. Este custo extra teve um impacto negativo de €15M nas contas do 1T2006.

O volume de gás vendido pela EDP no mercado de gás liberalizado aumentou 32,3% (suportado no contrato de fornecimento de gás da ENI que começou a ser entregue no 2S07) relativamente ao período homólogo. Este aumento é de realçar quando o mercado liberalizado Espanhol apresentou um aumento de 7,9%. Além disso, o número de clientes aumentou de 248.200 em 2006 para 415.300 em 2007, explicado pelo sucesso conseguido pela Naturgas e HC Energia na estratégia de migração de clientes do mercado regulado para o mercado liberalizado (é esperado o fim do sistema de comercialização à tarifa de gás regulado em Jun-08) e pelo lançamento da oferta integrada de electricidade e gás para pequenos clientes. Este aumento da quota de mercado quer em termos de volumes como em número de clientes reflecte o competitivo portfolio de fornecimento de gás bem como as fortes capacidades comerciais da plataforma Naturgas/HC Energia.

No final de Outubro, a EDP celebrou com a Sonatrach uma parceria estratégica que inclui o fornecimento de um volume que poderá ir até 1,6 bcm por ano de gás natural originário da Argélia, através de contratos de longo prazo com elevados níveis de flexibilidade que se adequam ao perfil da procura de gás natural na Península Ibérica. Está previsto que o fornecimento de gás venha a iniciar-se no decurso do primeiro semestre de 2008.

A parceria contempla o fornecimento de um volume anual de gás natural adequado à exploração de cada central de ciclo combinado a gás natural (CCGT) em que a Sonatrach venha a deter uma participação financeira minoritária representativa de 25% do respectivo capital social das sociedades exploradoras.

Os projectos de CCGTs contemplados no âmbito da parceria consistem na central Soto 4 – com uma potência bruta de 425MW que se estima venha a iniciar o serviço industrial até Agosto de 2008 –, localizada nas Astúrias; a central Lares 1 – com uma potência bruta de 440MW que se estima venha a iniciar o serviço industrial até Julho de 2009 –, localizada na Figueira da Foz, e Lares 2 – que se estima venha a iniciar o serviço industrial até Agosto de 2009.

O fornecimento de gás natural pela Sonatrach à EDP incluirá um volume anual máximo de 0,7 bcm que irá permitir expandir de uma forma competitiva a actividade de comercialização liberalizada de gás natural da EDP na Península Ibérica.

No 4T07, a EDP criou a EDP gás.Com para actuar no mercado livre em Portugal.



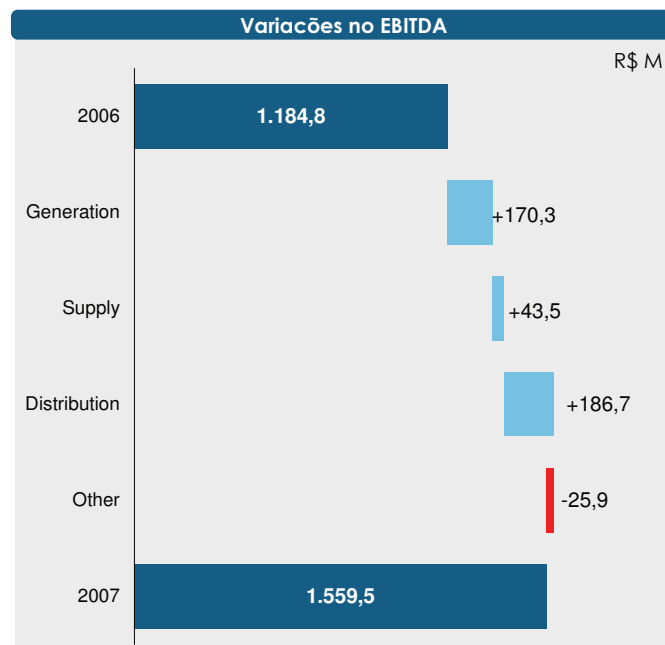
	R\$ Milhões												€ Milhões		
DR Operacional RS Milhões	Distribuição			Produção			Comercialização			Consolidado			Consolidado		
	2007	2006	Δ 07/06	2007	2006	Δ 07/06	2007	2006	Δ 07/06	2007	2006	Δ 07/06	2007	2006	Δ 07/06
Proveitos Operacionais	4.335,1	4.298,7	0,8%	582,0	457,5	27,2%	618,0	494,7	24,9%	4.931,9	4.713,9	4,6%	1.855,0	1.726,3	7,5%
Custos Directos da Act.	2.335,9	2.649,7	-11,8%	66,0	109,7	-39,8%	544,4	437,8	24,4%	2.344,9	2.662,6	-11,9%	882,0	975,1	-9,5%
Margem Bruta	1.999,2	1.649,0	21,2%	516,0	347,8	48,3%	73,6	56,9	29,2%	2.587,0	2.051,3	26,1%	973,0	751,2	29,5%
Margem Bruta/Proveitos	46,1%	38,4%	7,8p.p.	88,7%	76,0%	12,6p.p.	11,9%	11,5%	0,4p.p.	52,5%	43,5%	8,9p.p.	52,5%	43,5%	8,9p.p.
Forn. e serviços externos	353,7	284,6	24,3%	30,8	36,5	-15,5%	5,5	6,8	-18,9%	408,6	340,5	20,0%	153,7	124,7	23,3%
Custos c/ pessoal e ben. sociais	259,1	303,2	-14,5%	26,5	15,5	71,5%	7,7	5,5	39,8%	316,2	346,9	-8,9%	118,9	127,0	-6,4%
Outros custos(prov.) operac.	276,3	137,7	100,6%	12,1	19,7	-38,6%	13,4	41,1	-	302,7	179,0	69,1%	113,9	65,6	73,7%
Custos Operacionais	889,1	725,5	22,5%	69,4	71,6	-3,1%	26,5	53,4	-50,3%	1.027,5	866,4	18,6%	386,5	317,3	21,8%
EBITDA	1.110,1	923,4	20,2%	446,5	276,2	61,7%	47,0	3,6	1224,3%	1.559,5	1.184,8	31,6%	586,5	433,9	35,2%
EBITDA/Proveitos	25,6%	21,5%	4,1p.p.	76,7%	60,4%	16,4p.p.	7,6%	0,7%	6,9p.p.	31,6%	25,1%	6,5p.p.	31,6%	25,1%	6,5p.p.
Prov.para riscos e encargos	43,4	19,3	124,5%	-0,1	0,0	-	-	-	-	43,3	19,4	123,5%	16,3	7,1	129,5%
Amortizações	228,8	228,6	0,1%	81,7	41,7	96,0%	0,3	0,3	-4,1%	325,9	282,7	15,3%	122,6	103,5	18,4%
Comp. amort. activos subsid.	(24,5)	(24,2)	-1,3%	-	-	-	-	-	-	(24,5)	(24,2)	-1,3%	(9,2)	(8,8)	-4,0%
EBIT	862,3	699,6	23,3%	364,9	234,5	55,6%	46,7	3,2	1344,1%	1.214,7	906,9	33,9%	456,9	332,1	37,6%
EBIT/Proveitos	19,9%	16,3%	3,6p.p.	62,7%	51,2%	11,5p.p.	7,6%	0,7%	6,9p.p.	24,6%	19,2%	5,4p.p.	24,6%	19,2%	5,4p.p.
Número de Empregados	2.734	2.818	-84	231	242	-11	15	16	-1	3.036	3.167	-131			

A Energias do Brasil (detida em 62,7% pela EDP) teve, nas contas de 2007, uma contribuição positiva das actividades de geração e distribuição. Em 2007, o EBITDA da Energias do Brasil apresentou um impacto positivo pela valorização do Real face ao Euro, que em 2007 apresentou uma taxa média BRL/Euro de 2,66 vs. 2,73 em 2006.

Em 2007, o EBITDA da Energias do Brasil aumentou 31,6% para R\$ 1,560M. O EBITDA da produção aumentou 62% relativamente a 2006 devido principalmente ao aumento da capacidade instalada. Na distribuição, o EBITDA aumentou 20% devido: i) ao crescimento da procura, ii) ao recebimento de activos regulatórios acumulados em anos anteriores, bem como ao impacto positivo dos últimos processos de reajustamento tarifário nas nossas distribuidoras, e iii) a custos de aquisição de energia inferiores aos assumidos pelo regulador na composição da tarifa; que foram parcialmente compensados iv) pela contabilização de uma provisão não recorrente relativa à Enersul devido à redução da base de remuneração regulatória por parte da ANEEL (R\$183,5M – R\$34,6M contabilizado ao nível da provisão e R\$148,9M ao nível de Outros custos operacionais). Excluindo efeitos não recorrentes dos desvios tarifários, redução de pessoal e provisão na Enersul, o EBITDA normalizado aumentou 9,0% de R\$1,181M para R\$1.287M. O EBITDA da comercialização aumentou devido ao aumento do volume de energia comercializada e dos preços no mercado spot.

Os custos operacionais aumentaram 18,6%. Excluindo não-recorrentes (programa de redução de pessoal e provisão relativa à revisão da base de remuneração regulatória da Enersul), os custos operacionais aumentam 4,8%:

- i) pelo aumento dos fornecimentos e serviços externos em 20,0% devido ao: i) aumento dos custos com conservação e manutenção das redes das distribuidoras, resultantes do crescimento de carga com a expansão do mercado e ii) de programas de eficiência operacional, serviços de informática, call centers e atendimento a clientes
- ii) pela diminuição dos custos com pessoal em 8,9% pela implementação do programa de redução de pessoal reflectindo a diminuição de 131 trabalhadores, o que implicou poupanças de R\$ 42M. De realçar, que excluindo o custo não recorrente (R\$ 52M) ocorrido em 2006, os custos com pessoal teriam aumentado em 7,1% devido ao aumento médio salarial.
- iii) pelo aumento dos “Outros custos operacionais” devido: i) à contabilização de uma provisão não recorrente relativa à Enersul associada à provável redução da base de remuneração regulatória por parte do regulador (R\$148,9M) e ii) ao aumento das provisões para cobrança duvidosa na actividade de distribuição (+R\$37M). Em 2007, realizou-se o reforço da provisão para perda potencial no negócio da comercialização (R\$12M), resultado de uma disputa com o regulador quanto aos termos do contrato de fornecimento com a Ampla.





Actividade Distribuição				Bandeirante			Escelsa			Enersul			Distribuição		
				2007	2006	Δ 07/06	2007	2006	Δ 07/06	2007	2006	Δ 07/06	2007	2006	Δ 07/06
GWh	Clientes finais			8.050	7.865	2,4%	4.950	4.622	7,1%	2.833	2.723	4,0%	15.833	15.211	4,1%
	Clientes acesso			5.218	4.898	6,5%	3.539	3.438	2,9%	440	402	9,4%	9.197	8.738	5,3%
	Electricidade Distribuída			13.268	12.763	4,0%	8.488	8.060	5,3%	3.273	3.126	4,7%	25.029	23.948	4,5%
Perdas/TIEPI	TIEPI (Horas)			9,6	8,8	8,9%	11,6	8,3	39,4%	13,1	13,6	-3,2%			
	Perdas Técnicas			8,52%	8,24%	0,03 pp	7,85%	7,66%	0,02 pp	14,30%	14,20%	0,01 pp	9,13%	8,91%	0,03 pp
	Perdas Comerciais			2,27%	2,15%	0,06 pp	5,97%	5,39%	0,11 pp	7,95%	7,58%	0,05 pp	4,36%	4,03%	0,08 pp
	Total Electricity Losses			10,80%	10,39%	0,04 pp	13,82%	13,05%	0,06 pp	22,25%	21,78%	0,02 pp	13,49%	12,94%	0,04 pp
R\$ million	Margem Bruta IFRS			914	688	32,9%	582	481	20,9%	504	480	4,9%	1.999	1.649	21,2%
	Perdas Racionam. e Parcela A			(29)	(70)	58,9%	(49)	(43)	-14,3%	(25)	(36)	31,0%	(102)	(149)	31,1%
	Ajust. das revisões tarifárias			(18)	76	-	-	-	-	(156)	(157)	0,3%	(174)	(81)	-114,6%
	Desv. tarifários em recuperação			(127)	(52)	-144,9%	(81)	(40)	-100,5%	(28)	(19)	-46,0%	(236)	(111)	-111,7%
	Desv. tarifários em constituição			(26)	75	-	27	101	-73,6%	(7)	23	-	(6)	200	-
	Outros			24	(4)	-	24	(2)	-	(42)	82	-	6	76	-92,2%
	Margem Bruta Brasil GAAP			739	713	3,6%	502	498	0,9%	246	373	-34,1%	1.487	1.584	-6,1%
	Activos Regulatórios			55	224	-75,4%	165	229	-27,8%	-71	220	-	149	673	-77,8%

PERFORMANCE DA MARGEM BRUTA DA DISTRIBUIÇÃO

A margem bruta das distribuidoras da Energias do Brasil em 2007 aumentou 21,2% com os contributos positivos do: (1) aumento do volume distribuído em 4,5% relativamente a 2006, (2) recebimento através das tarifas dos activos regulatórios acumulados em períodos anteriores e (3) menores custos de aquisição de energia relativamente aos considerados no cálculo das tarifas, sendo que este ganho será devolvido nas próximas revisões tarifárias. Numa base normalizada, a margem bruta desceu 6% relativamente ao período homólogo.

1. Crescimento sustentado da margem bruta da actividade de distribuição: O volume de electricidade distribuído pela Energias do Brasil aumentou 4,5% relativamente ao período homólogo, suportado por um aumento de 3,0% do número de clientes e reflectindo o forte crescimento económico nas regiões da Escelsa e Enersul.

2. Desvio tarifário positivo: a margem bruta da distribuição em 2007 inclui um desvio tarifário positivo de R\$ 6M devido a aquisições de energia abaixo do preço definido pelo regulador na composição da tarifa. De realçar, que em 2006, a margem bruta da distribuição apresentava um desvio tarifário negativo de R\$200M. Este efeito não recorrente na margem bruta irá ser devolvido ao sistema através da definição das tarifas nos próximos processos de reajuste tarifário.

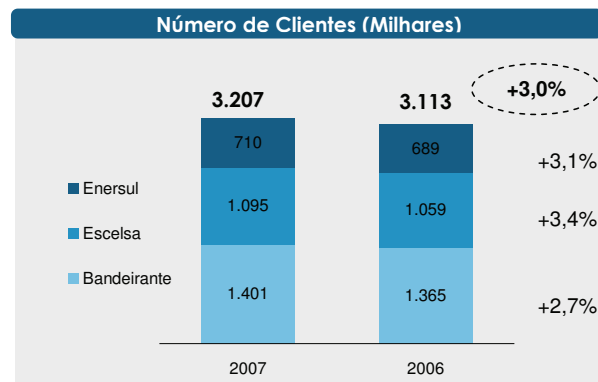
3. Recuperação através das tarifas dos activos regulatórios acumulados no passado: Em 2007, a nossa actividade de distribuição recuperou activos regulatórios através das tarifas no montante de R\$236M. Estes valores eram devidos pelo sistema e tiveram no passado um impacto negativo na margem bruta da empresa. Em Dezembro de 2007, a actividade de distribuição detinha um total de activos regulatórios de R\$ 149M, que deverá ser recuperado nos próximos trimestres, pelo que é esperado que a Energias do Brasil continue a ter uma contribuição positiva por esta componente.

As perdas de electricidade total aumentaram explicadas pelo aumento das perdas comerciais principalmente devido aos efeitos do programa de universalização.

ACTUALIZAÇÃO REGULATÓRIA

Bandeirante e Escelsa: Novos períodos regulatórios de 4 anos e 3 anos começaram para a Bandeirante em Out-07 e para a Escelsa em Aug-07, respectivamente. A ANNEL, regulador brasileiro, definiu a remuneração do RAB após impostos em 9,98% para este novo período e estabeleceu a nova base de remuneração regulatória e os custos controláveis (numa base preliminar), ambos um pouco abaixo das nossas expectativas.

Enersul: O actual período regulatório começou em Abr-03 e vai terminar em Abr-08. A região da Enersul apresenta tarifas superiores à tarifa média brasileira, devido a baixa densidade populacional. Em Dez-07, a ANEEL notificou a Energias do Brasil afirmando que a base de remuneração regulatória definida no actual período regulatório foi revista em baixo em R\$ 126M ou 16%. Neste sentido, a EDP contabilizou uma provisão de R\$ 184M em 2007.



Últimas Revisões Tarifárias e Reajustamentos			
	Bandeirante	Escelsa	Enersul
	Out-07	Ago-07	Abr-07
	Revisão	Revisão	Reajust.
Parcela A	-5,87%	-4,88%	3,32%
Parcela B	-2,35%	-1,73%	1,12%
Índice Reajust.	-8,22%	-6,61%	4,44%
Custos Passados	-3,67%	-2,70%	1,54%
Outros	-0,58%	-0,31%	2,07%
Ítems Financ.	-4,25%	-3,01%	3,61%
Índice Total	-12,47%	-9,62%	8,05%

Notas:
Parcela A: Custos não controláveis, que são "pass-through" para a tarifa
Parcela B: Custos controláveis, amortizações e remuneração de capital, que são atualizados à inflação (IGP-M) e ajustados por factor X.
Índice de Reajustamento: Aumento total a ser aplicado às vendas de electricidade "base"
Ítems Financeiros: Recuperação (ou retorno) de custos passados (ou receitas) por um período de 12 meses.



Produção

Capacidade Hídrica Instalada (MW)	2007	2006	Δ 07/06
Lajeado (27.65%)	250	250	-
Peixe Angical	452	452	-
Energest (13 Centrais Hídricas)	342	317	+25
Total	1.044	1.018	+25
Electricidade Vendida (GWh)	2007	2006	Δ 07/06
Lajeado (27.65%)	1.225	1.226	-0,1%
Enerpeixe	2.374	1.881	26,2%
Energest (13 Centrais Hídricas)	1.970	1.651	19,3%
Total	5.568	4.758	17%
Margem Bruta (R\$ Milhões)	2007	2006	Δ 07/06
Lajeado (27.65%)	94,1	94,0	0,2%
Enerpeixe	268,4	145,1	85,0%
Energest (13 Centrais Hídricas)	153,4	108,8	41,1%
Total	516	348	48%
Preço Médio de Venda (R\$/MWh)	2007	2006	Δ 07/06
Lajeado	86	81	5,7%
Peixe Angical	128	124	3,4%
Energest (13 Centrais Hídricas)	81	78	3,6%

CAPACIDADE EM OPERAÇÃO:

Em Dezembro de 2007, a Energias do Brasil detinha uma capacidade instalada de 1.044 MW. O forte aumento nos volumes produzidos é explicado pelo aumento da capacidade instalada e a gradual entrada em operação de Peixe angical durante o 2T06 e o 3T06 e a entrada em operação da 4ª máquina de Mascarenhas (50MW). O elevado crescimento da margem bruta obteve o contributo de R\$123M pela entrada em operação da central de Peixe Angical (452 MW) e de R\$44M da Energest devido início da actividade da quarta máquina da central hidroeléctrica de Mascarenhas (50 MW) e da mini hídrica de São João (25 MW) e ao aumento do preço médio de venda unitário.

Tráfego & Comercialização

Dados Operacionais e Financeiros	2007	2006	Δ 07/06
Número de Clientes	78	52	50,0%
Vendas Electricidade (GWh)	7.188	6.702	7,2%
Margem Bruta / GWh	10,2	8,5	20,5%

CAPACIDADE EM DESENVOLVIMENTO:

Em Fevereiro de 2008, a Energias do Brasil criou uma nova unidade de negócio, a Enernova, a qual detem os investimentos da empresa em energias renováveis na América do Sul. A nova unidade de negócio ficará com os projectos actualmente detidos pela Energest, depois de garantidas todas as devidas aprovações regulatórias e de crédito.

Em Março 2008, a Energias do Brasil adquiriu os direitos de construção de uma CCGT (UTE Resende Project) com 500MW de capacidade no Rio de Janeiro.

Em Outubro de 2007, a Energias do Brasil e a MPX Mineração e Energia numa parceria de 50% contrataram em leilão, promovido pelas autoridades regulatórias brasileiras, a venda a longo prazo de electricidade em regime de PPA da futura central a carvão de Pecém. 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\$417,4 milhões/ano (a preços correntes de 2007 a actualizar à inflação) com "pass through" dos custos de combustível. De acordo com o contrato chave-na-mão já acordado com os fornecedores, o investimento nesta central ascenderá a um montante de 1,3 mil milhões de dólares. O projecto será financiado em 75% através de dívida de longo prazo a ser contraída junto do banco de desenvolvimento brasileiro BNDES e em mercado.

Relativamente a nova capacidade hídrica, a licença de instalação para início da construção da mini-hídrica de Santa Fé foi emitida no início de Out/07. A PCH Santa Fé terá uma capacidade instalada de 29 MW (energia assegurada de 16 MW) e deverá entrar em operação em Jul/09. O investimento total estimado para a construção da PCH Santa Fé é de R\$ 120 milhões.

Adicionalmente, a ANEEL homologou a repotenciação de 17,5 MW da central hidroeléctrica de Mascarenhas. A capacidade adicional deverá estar totalmente operacional em 2009. Ainda em processo de homologação, a repotenciação da central hidroeléctrica da Suíça deverá adicionar 2,3 MW à capacidade instalada da mesma em 2009. A energia assegurada das repotenciações de Mascarenhas e Suíça (11,7 MW médios) foram contratadas no mercado livre a R\$130,00/MWh.

Por outro lado, a Energias do Brasil está a desenvolver estudos de viabilidade para novas centrais hídricas. Os estudos compreendem 12 aproveitamentos que somam cerca de 1,022 MW de capacidade instalada. Além destes, a Energias do Brasil vai também iniciar 24 novos estudos de viabilidade para centrais mini-hídricas que totalizam 538 MW nos estados de Goiás, Minas Gerais, Espírito Santo and Mato Grosso do Sul (6 destes projectos com capacidade total de 116 MW já foram apresentados ao regulador).

Os volumes de Electricidade vendidos a clientes liberalizados apresentaram um aumento (7,2%) reflectindo o esforço da Enertrade em capturar os clientes das subsidiárias de distribuição da Energias do Brasil, que estão a mudar do mercado regulado para o mercado livre, assegurando deste modo a base de clientes da empresa e o aumento da procura no mercado liberalizado (+50% clientes).

O aumento dos volumes vendidos aliada à melhoria da margem unitária e a um aumento do preço de mercado spot (crescimento médio de 21%) implicaram um aumento da margem bruta da Enertrade de 29,2%, como consequência do término de alguns contratos de "self-dealing" (alteração regulatória que não permite transacções de electricidade através de "self-dealing" - entre empresas do mesmo grupo empresarial) os quais não foram completamente compensados pelos novos contratos a clientes finais.



Demonstrações de Resultados

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



2007 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	Horizon	Distribuição na Ibéria	Gás na Ibéria	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	2.784,2	1.135,0	240,1	31,3	4.734,6	(0,1)	1.844,2	(909,6)	9.859,8
Outras Vendas	53,3	0,1	18,7	0,0	5,6	929,1	0,0	(7,4)	999,4
Prestação de Serviços	21,6	46,2	4,8	1,0	57,3	65,2	10,8	(55,2)	151,7
Proveitos Operacionais	2.859,1	1.181,3	263,7	32,3	4.797,4	994,2	1.855,0	(972,1)	11.010,8
Electricidade e Gás	339,5	1.051,5	0,2	0,7	3.414,1	0,0	870,9	(928,9)	4.748,1
Combustíveis	915,1	12,7	0,0	-	-	0,4	-	93,1	1.021,2
Materiais Diversos e Mercadorias	59,9	14,7	16,4	-	13,3	719,0	11,0	(146,6)	687,6
Custos Directos da Actividade	1.314,5	1.078,8	16,6	0,7	3.427,4	719,4	882,0	(982,5)	6.456,9
Margem Bruta	1.544,5	102,5	247,1	31,6	1.370,0	274,8	973,0	10,3	4.553,9
Margem Bruta/Proveitos	54,0%	8,7%	93,7%	97,7%	28,6%	27,6%	52,5%	-1,1%	41,4%
Fornecimentos e serviços externos	154,4	49,7	39,7	9,2	316,1	52,1	153,7	(90,7)	684,2
Custos com pessoal	113,1	11,1	13,4	8,2	207,1	25,6	102,0	96,3	577,0
Custos com benefícios sociais	59,1	0,4	0,1	0,2	233,8	0,7	16,9	(21,8)	289,4
Rendas de concessão	3,9	0,0	3,5	-	208,7	-	-	-	216,2
Outros Custos/(Proveitos)	46,6	(17,2)	0,5	(10,0)	(51,2)	8,0	113,9	68,3	158,9
Custos Operacionais	377,2	44,1	57,2	7,6	914,5	86,4	386,5	52,2	1.925,6
EBITDA	1.167,4	58,4	189,9	23,9	455,5	188,5	586,5	(41,9)	2.628,3
EBITDA/Proveitos	40,8%	4,9%	72,0%	74,1%	9,5%	19,0%	31,6%	4,3%	23,9%
Provisões para riscos e encargos	7,5	14,0	0,0	0,0	-17,1	-0,2	16,3	21,6	42,1
Amortizações	381,0	7,1	91,3	20,4	377,2	46,6	122,6	84,7	1.130,9
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(4,0)	-	(0,2)	-	(88,3)	(3,0)	(9,2)	(0,3)	(105,0)
EBIT	782,9	37,3	98,8	3,5	183,8	145,0	456,9	(147,9)	1.560,3
EBIT/Proveitos	27,4%	3,2%	37,5%	10,9%	3,8%	14,6%	24,6%	15,2%	14,2%

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



2006 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	Distribuição na Ibéria	Gás na Ibéria	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	2.631,2	808,7	203,1	4.354,8	99,3	1.709,1	(821,8)	8.984,5
Outras Vendas	9,3	19,8	42,3	3,0	966,1	0,0	25,1	1065,6
Prestação de Serviços	13,6	36,5	3,6	58,7	63,0	17,2	107,2	299,8
Proveitos Operacionais	2.654,1	865,0	249,1	4.416,5	1.128,4	1.726,3	(689,6)	10.349,8
Electricidade e Gás	258,3	912,7	0,2	3.026,8	104,6	961,6	(883,5)	4.380,7
Combustíveis	837,5	20,3	21,7	1,2	17,3	-	69,3	967,4
Materiais Diversos e Mercadorias	25,3	33,2	25,4	13,8	780,3	13,5	(48,1)	843,3
Custos Directos da Actividade	1.121,1	966,2	47,3	3.041,8	902,2	975,1	(862,2)	6.191,4
Margem Bruta	1.533,1	(101,2)	201,8	1.374,6	226,3	751,2	172,7	4.158,5
Margem Bruta/Proveitos	57,8%	-11,7%	81,0%	31,1%	20,1%	43,5%	-25,0%	40,2%
Fornecimentos e serviços externos	127,7	44,1	30,7	293,7	44,5	124,7	76,0	741,4
Custos com pessoal	113,1	10,8	14,0	210,4	27,1	98,2	111,4	585,1
Custos com benefícios sociais	39,0	0,5	0,1	98,3	0,4	28,8	-4,8	162,3
Rendas de concessão	3,7	0,0	-	211,4	-	5,2	0,0	220,4
Outros Custos/(Proveitos)	38,1	(16,0)	10,2	(11,1)	9,5	60,4	52,8	143,9
Custos Operacionais	321,6	39,5	54,9	802,8	81,5	317,3	235,4	1.853,0
EBITDA	1.211,5	(140,7)	146,9	571,8	144,8	433,9	(62,7)	2.305,4
EBITDA/Proveitos	45,6%	-16,3%	59,0%	12,9%	12,8%	25,1%	9,1%	22,3%
Provisões para riscos e encargos	19,5	(6,3)	12,1	61,1	(2,7)	7,1	3,8	94,6
Amortizações	325,9	7,3	77,6	360,7	40,0	103,5	144,5	1059,6
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(2,6)	-	(0,5)	(86,1)	(2,8)	(8,8)	(0,9)	(101,8)
EBIT	868,7	(141,6)	57,7	236,1	110,2	332,1	(210,1)	1.253,0
EBIT/Proveitos	32,7%	-16,4%	23,1%	5,3%	9,8%	19,2%	30,5%	12,1%



Anexos

EDP - Capacidade instalada & Produção de electricidade



Capacidade Instalada (MW)	2007	2006	Δ MW
Península Ibérica	13.355	12.480	876
CAE's (PPAs/CMECs)	7.163	7.163	-
Hídrico	4.094	4.094	-
Fio de água	1.860	1.860	-
Albufeira	2.234	2.234	-
Carvão	1.192	1.192	-
Sines	1.192	1.192	-
Fuel	1.877	1.877	-
Setúbal	946	946	-
Carregado	710	710	-
Barreiro	56	56	-
Tunes	165	165	-
Regime Especial	2.097	1.405	692
Mini-Hídricas	79	69	10
Cogeração+Resíduos	238	239	-1
Biomassa	5	5	-
Eólica	1.776	1.093	683
Portugal	424	313	111
Espanha ⁽²⁾	1.265	760	505
França ⁽²⁾	87	20	67
Produção Liberalizada de Electricidade	4.095	3.911	183
Hídrico	910	670	240
Portugal	484	244	240
Espanha	426	426	-
Carvão	1.460	1.523	-63
Aboño I	342	342	-
Aboño II	536	536	-
Soto Ribera II	-	63	-63
Soto Ribera III	236	236	-
Soto Ribera IV	346	346	-
CCGT	1.569	1.563	6
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-
Castejón I (1 grupo)	393	387	6
Castejón III (2 grupos)	-	-	-
Nuclear	156	156	0
Trillo	156	156	0
Brasil	1.044	1.018	25
Hídrico	1.044	1.018	25
EUA	1.254	-	1.254
Eólica	1.254	-	1.254
TOTAL	15.654	13.498	2.155

Produção de Electricidade (GWh)	2007	2006	Δ GWh
Península Ibérica	43.027	44.028	-1.001
CAE's (PPAs/CMECs)	18.295	20.887	-2.592
Hídrico	8.976	9.574	-598
Fio de água	5.856	5.558	298
Albufeira	3.119	4.015	-896
Carvão	8.048	9.694	-1.646
Sines	8.048	9.694	-1.646
Fuel	1.271	1.619	-348
Setúbal	960	1.235	-274
Carregado	197	239	-42
Barreiro	114	145	-31
Tunes	0	1	-1
Regime Especial	4.370	3.333	1.037
Mini-Hídricas	136	195	-59
Cogeração+Resíduos	1.295	1.207	89
Biomassa	28	29	-1
Eólica	2.911	1.902	1.009
Portugal	735	483	252
Espanha	2.056	1.419	637
França	119	-	119
Produção Liberalizada de Electricidade	20.361	19.808	554
Hídrico	1.171	1.342	-171
Portugal	385	496	-111
Espanha	786	846	-60
Carvão	10.127	9.854	273
Aboño I	2.517	2.525	-8
Aboño II	4.147	3.441	706
Soto Ribera II	-	30	-30
Soto Ribera III	1.576	1.484	91
Soto Ribera IV	1.887	2.374	-486
CCGT	7.832	7.420	411
Ribatejo (3 grupos)	6.037	5.728	309
Castejón I (1 grupo)	1.795	1.692	103
Castejón III (2 grupos)	-	-	-
Nuclear	1.232	1.192	40
Trillo	1.232	1.192	40
Brasil	4.704	3.929	774
Hídrico	4.704	3.929	774
USA	862	-	862
Wind	862	-	862
TOTAL	48.592	47.957	635

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

⁽²⁾ A Capacidade Instalada em 2006 exclui a Agrupación Eólica, adquirida em Dez-06 (88 MW)

Distribuição e Comercialização de electricidade em Portugal



Electricidade Distribuída (GWh)	2007	2006	Δ 07/06
Electric. Distribuída - Mercado Regulado	41.546	38.253	8,6%
MAT (Muito Alta Tensão)	1.527	1.377	10,9%
AT (Alta Tensão)	6.265	5.358	16,9%
MT (Média Tensão)	10.290	8.589	19,8%
BTE (Baixa Tensão Especial)	2.491	2.308	7,9%
BT (Baixa Tensão)	19.523	19.222	1,6%
IP (Iluminação Pública)	1.449	1.399	3,6%
Electric. Distribuída - Mercado Liberalizado	5.373	7.148	-24,8%
EDP	3.010	4.024	-25,2%
Outros	2.363	3.124	-24,4%
Total de Electricidade Distribuída ⁽¹⁾	46.919	45.401	3,3%

Número de Consumidores ⁽²⁾	2007	2006	Δ 07/06
Consumidores - Mercado Regulado	5.902.262	5.961.697	-59.435
MAT (Muito Alta Tensão)	55	20	35
AT (Alta Tensão)	213	182	31
MT (Média Tensão)	20.669	19.955	714
BTE (Baixa Tensão Especial)	25.655	25.118	537
BT (Baixa Tensão)	5.807.362	5.869.451	-62.089
IP (Iluminação Pública)	48.308	46.971	1.337
Consumidores - Mercado Liberalizado	151.613	26.199	125.414
EDP	148.319	22.586	125.733
Outros	3.294	3.613	-319
Número de Consumidores	6.053.875	5.987.896	65.979
Var. Anual (%)			1,1%

Vendas de Electricidade (€ M)	2007	2006	Δ 07/06
MAT (Muito Alta Tensão)	79,1	64,8	22,1%
AT (Alta Tensão)	361,8	290,4	24,6%
MT (Média Tensão)	885,1	713,7	24,0%
BTE (Baixa Tensão Especial)	288,3	252,1	14,3%
BT (Baixa Tensão)	2.715,7	2.572,0	5,6%
IP (Iluminação Pública)	113,4	105,6	7,4%
Descontos de Interruptibilidade	-43,8	-42,3	-3,7%
Descontos de Correção Tarifária	-	-	-
Reconhecimento Défice Tarifário 2006	49,0	124,9	-60,7%
Vendas de Electricidade - Sist. Regulado	4.448,6	4.081,2	9,0%
Vendas de Electricidade - Sist. Não-regulado	158,7	181,8	-12,7%
Vendas de Electricidade - Outros	15,7	-	-
Vendas de Electricidade	4.622,9	4.263,0	8,4%

Proveitos Permitidos (€ M)	2007	2006	Δ 07/06
Componente Fixa URD: AT/MT (€ M)	139,4	136,4	2,2%
Proveito unitário URD: AT/MT (€ / MWh)	5,5	5,6	-1,8%
Energia entregue no SEP/SENV: AT/MT (GWh)	46.976	45.548	3,1%
Componente Fixa URD: BT (€ M)	272,1	266,2	2,2%
Proveito unitário URD: BT (€ / MWh)	13,4	13,6	-1,2%
Energia entregue no SEP/SENV: BT (GWh)	24.724	24.132	2,5%
Proveitos permitidos actividade URD	1.002,1	986,0	1,6%
Valor médio activos CREDES (liqº de amortiz.)	248,9	246,2	1,1%
Remuneração activos CREDES (%)	8,0	8,0	-
Amortizações activos CREDES	42,8	43,4	-1,5%
Custos anuais estrutura comercial CREDES	79,8	71,1	12,2%
Proveitos permitidos actividade CREDES	142,5	134,2	6,1%
Valor médio activos CSEP (liqº de amortiz.)	18,2	15,9	14,6%
Remuneração activos CSEP (%)	8,0	8,0	-
Amortizações activos CSEP	2,4	2,1	15,1%
Custos anuais estrutura comercial CSEP	84,2	67,2	25,3%
Proveitos permitidos actividade CSEP	88,1	70,6	24,8%
Incentivos	11,6	15,9	-27,4%
Ajust. tarif. t-2 para URD, CSEP e CREDES	84,0	36,7	128,8%
Ajust. tarif. t-1 & t-2 Compra/Venda de Energia	-100,1	86,5	-
Recuperação Custos PAR	41,0	24,1	70,3%
Total Proveitos Permitidos	1.267,1	1.354,1	-6,4%

⁽¹⁾ Inclui Vendas ao Grupo EDP.

⁽²⁾ Inclui empresas do Grupo EDP

Capacidade Eólica e Emissões de CO2



Parques Eólicos 2007	Capacidade Instalada		
	100%	% Detida ⁽¹⁾	EBITDA
PORTUGAL	424	419	424
Enernova	424	419	424
ESPAÑA	1.639	1.215	1.265
Genesa	1.008	703	752
Desa	431	383	381
Agrupación Eólica / Ceasa	200	129	133
TOTAL IBERIA	2.063	1.633	1.689
FRANÇA	87	87	87
NEO	30	30	30
Agrupación Eólica	57	57	57
TOTAL EUROPA	2.150	1.720	1.776
USA	1.490	1.273	1.254
Horizon	1.490	1.273	1.254
TOTAL EUROPA E EUA	3.639	2.993	3.031

Emissões CO2	Emissões CO2 (absoluto, MtCO2)		Específicas (tonelada/GWh)		Produção Bruta (GWh)	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
TOTAL PPA's/ CMECs	8.374	10.185			10.367	12.497
Carvão	7.180	8.730	0,84	0,85	8.524	10.269
Fuel Oil + Gás Natural	1.194	1.455	0,65	0,65	1.843	2.228
TOTAL PRODUÇÃO LIBERALIZADA	14.103	13.413			18.761	18.040
Carvão	11.261	10.712	1,05	1,03	10.758	10.450
CCGT	2.842	2.701	0,36	0,36	8.003	7.590
REGIME ESPECIAL	945	878	0,30	0,33	3.126	2.640
TOTAL PRODUÇÃO TÉRMICA	23.422	24.476	0,73	0,74	32.253	33.177
PRODUÇÃO LIVRE EMISSÕES CO₂					18.965	17.356
TOTAL PRODUÇÃO			0,46	0,48	51.218	50.533

⁽¹⁾ MW não ajustados pela participação de 80% detida na Genesa e Desa.