



Resultados

2006

Gabinete de Relações com Investidores

Miguel Viana, Director
Pedro Rei
Elisabete Ferreira
Ricardo Farinha

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

Reuters: EDP.LS / EDP.N
Bloomberg: EDP PL / EDP US

Lisboa, 8 de Março de 2007



Resultados 2006	- 3 -
Desempenho da EDP na Bolsa	- 4 -
Demonstração de Resultados Consolidada	- 5 -
EBITDA Overview	- 6 -
Balanço Consolidado	- 7 -
Investimento Operacional	- 8 -
Cash Flow	- 9 -
Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais	- 10 -
Resultados Financeiros Consolidados e Amort. Trespases e Concessões	- 11 -
Áreas de Negócio	
Sistema Eléctrico no Mercado Ibérico	- 13 -
Produção e Comercialização Ibérica	- 14 -
Energias Renováveis: NEO Energía	- 19 -
Distribuição na Ibéria	- 21 -
Gás na Ibéria	- 25 -
Brasil: Energias do Brasil	- 28 -
Demonstrações de Resultados & ANEXOS	- 32 -



Resultados Financeiros (€ M)	2006	2005	Δ 06/05
Margem Bruta	4.158,5	3.863,8	7,6%
Custos Operacionais	1.853,0	1.816,3	2,0%
EBITDA	2.305,4	2.047,5	12,6%
EBIT	1.253,0	1.136,1	10,3%
Resultado Líquido	940,8	1.071,1	-12,2%
Dívida Líquida	9.283,1	9.463,2	-1,9%

Dados Operacionais	2006	2005	Δ 06/05
Electricidade:			
Capacidade Instalada (MW)	13.470	12.328	+1.142 MW
Produção (GWh)	47.958	44.492	7,8%
Distribuição (GWh)	78.912	76.093	3,7%
Comercialização (GWh)	77.650	74.771	3,8%
Clientes (mil)	9.702	9.445	+257 mil
Gás:			
Distribuição (GWh)	22.006	23.705	-7,2%
Comercialização (GWh)	22.397	20.947	6,9%
Clientes (mil)	752	698	+54 mil
Número de Empregados (Grupo)	13.575	14.317	-742

• **Geração e comercialização liberalizadas – Forte recuperação da margem bruta, que representou cerca de 35% do crescimento do EBITDA da EDP em 2006.** A margem bruta integrada da geração e comercialização liberalizada cresceu 26% em 2006 (+€95M). Incluindo o impacto de €23M em derivados financeiros em mercados energéticos este crescimento foi de 32% (+€118M). A renovação de contratos no mercado a retalho em Espanha a preços atractivos e a redução dos volumes vendidos e preços baixos em Portugal, contribuíram para melhorar a rentabilidade da nossa carteira comercial, enquanto que uma adequada política de cobertura permitiu ganhos significativos ao nível da margem bruta unitária. O EBITDA em 2006 inclui um impacto negativo de €32M relativo ao RD 03/2006.

• **O preço médio de venda de electricidade a retalho no mercado Ibérico liberalizado subiu 15% para €46/MWh** reflectindo o sucesso da renovação da carteira comercial da EDP no mercado Ibérico. A electricidade vendida no mercado retalhista em Portugal caiu 36% num enquadramento de forte concorrência das tarifas reguladas. Em Espanha a electricidade vendida cresceu 12,6%, já que o reduzido nível de aditividade das tarifas continuou a possibilitar a renovação de contratos a preços atractivos.

• **A margem bruta das centrais com CAE manteve-se estável nos €934M**, tendo sido negativamente afectada por custos de aquisição de combustíveis suportados pela EDP acima dos índices internacionais de combustíveis aceites pela REN como custos de referência nos CAE (-€7,3M). Os PPAs representaram 65% da margem bruta do negócio Ibérico de produção e comercialização em 2006.

• **Renováveis – A capacidade instalada bruta de produção eólica atingiu os 1,568MW em Dez-06**, em linha com o calendário previsto de entrada em operação dos projectos eólicos em carteira e incluindo já a consolidação de 155 MW provenientes da aquisição da Agrupación Eólica. O EBITDA da NEO cresceu 124% para €147M em 2006. A Dez-06 a EDP tinha **559MW de parques eólicos em construção com entrada em operação prevista para 2007**, em linha com os objectivos anteriormente anunciados.

• **Distribuição na Península Ibérica - Em Portugal, o EBITDA subiu 23% para €530m, enquanto o desvio tarifário acumulado em 2006 diminuiu trimestralmente para €118m em Dez-06 (€126m a Set-06). Os custos operacionais desta actividade caíram 3,6% em termos homólogos.** A redução do desvio tarifário é explicada por efeitos sazonais e por um aumento dos volumes de produção em regime especial. Os custos operacionais beneficiaram da implementação da facturação bi-mestral e da forte adesão dos nossos clientes à “conta certa”, que possibilitaram uma redução dos custos de facturação, leitura e cobrança. **Em Espanha, o EBITDA aumentou 44%** devido ao crescimento de 3,4% da margem bruta e redução de 9% dos custos operacionais. A margem bruta inclui um impacto negativo de €15,6M resultante da aplicação do RD 3/2006.

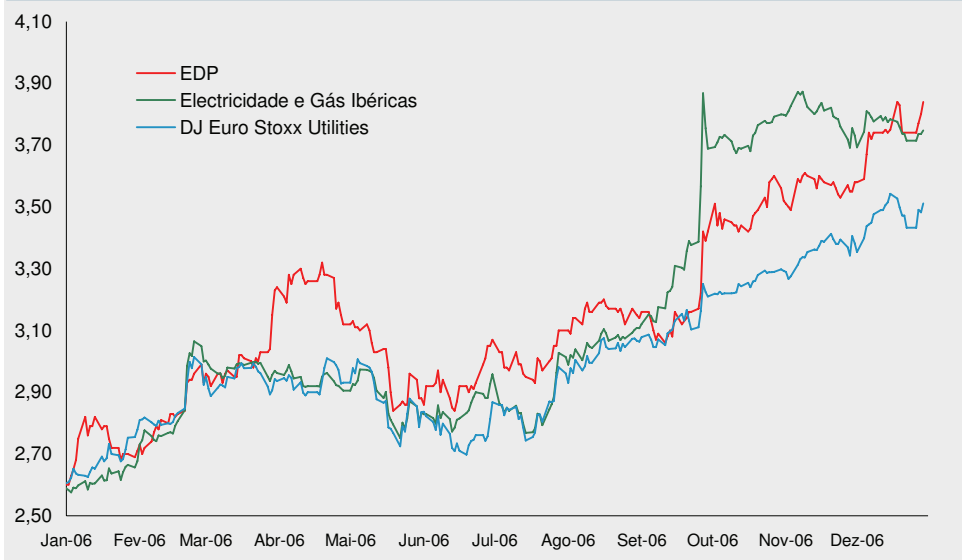
• **Energias do Brasil – O EBITDA cresceu 5,2% para €434M, tendo apresentado uma queda de 5% em moeda local.** Na distribuição, a margem bruta manteve-se estável, devido à maior recuperação via tarifas das perdas relativos ao período de racionamento. Na produção, a entrada em operação da central hidroeléctrica Peixe Angical possibilitou um crescimento de 81% da margem bruta em moeda local. Os custos operacionais da Energias do Brasil aumentaram 30,5% em polados por custos não recorrentes com redução de pessoal (R\$ 52M).

• **Os resultados em empresas associadas melhoraram em €210M** por via do aumento em €224M da contribuição da REN, consequência da mais valia com a venda da participação na Galp e da recuperação em 2006 de défices tarifários de anos anteriores. **O custo com o serviço da dívida em 2006 aumentou 6% em termos homólogos, reflectido o aumento do custo médio da dívida de 4,2% em 2005 para 4,4% em 2006.** Os resultados financeiros melhoraram €198M no período. O resultado financeiro em 2005 está penalizado em €118M pelo impacto negativo de um SWAP de taxa de juro, enquanto o ano 2006 inclui um impacto positivo de €148M do mesmo SWAP e um impacto positivo de €23M relativo a operações de cobertura em mercados energéticos.

• **A dívida líquida a Dez-06 era de €9,3 mil milhões, em linha com o valor reportado a Set-06 e abaixo do valor de €9,5 mil milhões apresentado em Dez-05.** A manutenção de um nível estável de dívida líquida reflecte a elevada capacidade de libertação de cash flow do Grupo EDP. Em 2006 o investimento operacional aumentou 2% para €1,457M, o cash flow líquido de alienações e aquisições financeiras (essencialmente SonaeCom, TeleCable, REN e Agrupación Eólica) foi positivo em €658M e o Grupo EDP teve que financiar em €77M o aumento nos desvios tarifários negativos suportados pelas actividades reguladas em Espanha, Brasil e Portugal (€613M de desvios regulatórios suportados pela EDP a Dez-06, a receber em próximos ajustes tarifários).



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon em 2006



Principais Eventos EDP - 2006

3-Fev Standard & Poors reafirma notação de crédito da EDP em 'A' longo prazo e 'A-1' curto prazo.

7-Mar EDP divulga resultados financeiros anuais referentes a 2005

31-Mar Assembleia Geral de Accionistas da EDP

28-Abr Pagamento de dividendo bruto por acção no valor de €0,10 (exercício 2005)

03-Mai Naturgas adquire o controlo total da Bilbogas

11-Mai EDP concretiza o reforço da participação accionista indirecta na Portugás (72,0%) e Setgás (19,8%)

2-Jun EDP emite Eurobonds no montante de €1.500 milhões em três tranches

13-Jul Entrada em vigor do novo Contrato de Sociedade e do novo modelo de governo societário

19-Jul Apresentação do plano estratégico do Grupo EDP

25-Jul Reestruturação societária da Electra

27-Jul HC Energia assina acordo de intenções para alienação da sua participação na Telecable à Cajastur

9-Set Naturgas Energia adquire a totalidade da Gasnalsa

26-Out EDP decide exercer a opção de compra sobre OPTPEP

31-Out Agrupamento Eólicas de Portugal assina contrato relativo à "FASE A" do concurso eólico

1-Nov EDP anuncia venda da ONI

14-Dez EDP adquire os activos renováveis de Agrupación Eólica e Ceasa localizados em França e Espanha

14-Dez EDP reduz participação na Sonaecom

22-Dez EDP anuncia venda de 15% da participação na REN

EDP em Bolsa | 2006 | YTD | 2005

(07-03-2007)

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

	2006	YTD	2005
Fecho	3,84	4,09	2,60
Max	3,86	4,41	2,68
Min	2,58	2,58	2,04
Média	3,14	3,32	2,25

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

	2006	YTD	2005
Volume de Negócios (€ M)	12.971,6	17.045,9	5.689,9
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	49,9	56,6	21,9
Volume Transaccionado (Milhões de Acções)	4.128,0	5.139,6	2.526,5
Volume Médio Diário (Milhões de Acções)	15,9	17,1	9,7

Valor de Mercado da EDP

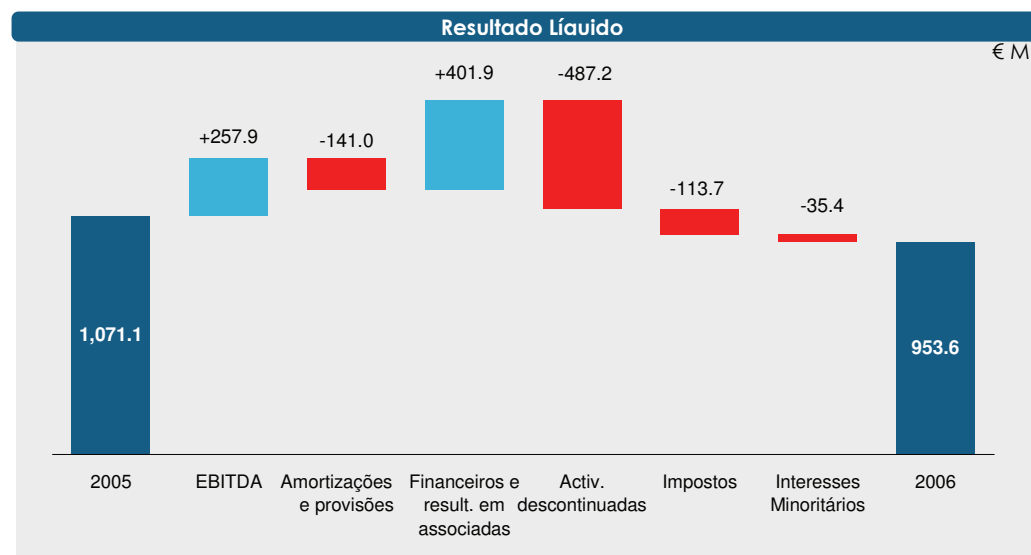
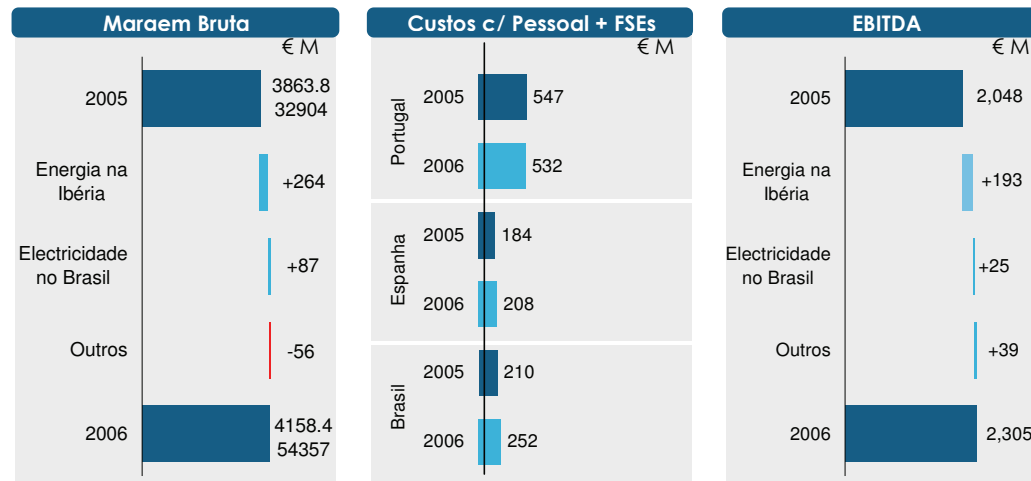
	2006	YTD	2005
Capitalização Bolsista (€ M)	14.041,1	14.955,2	9.507,0
"Enterprise Value" (€ M)	24.755,7	25.669,8	20.257,9

Demonstração de Resultados Consolidada



As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Demonstração de Resultados Consolidada (€ M)	2006	2005	Δ 06/05
Vendas de electricidade	8.984,5	8.584,4	4,7%
Outras vendas	1.065,6	664,3	60,4%
Prestação de serviços	299,8	428,3	-30,0%
Proveitos Operacionais	10.349,8	9.677,0	7,0%
Electricidade & gás	4.380,7	4.222,0	3,8%
Combustíveis	967,4	1.103,7	-12,3%
Materiais diversos e mercadorias	843,3	487,5	-
Custos Directos da Actividade	6.191,4	5.813,2	6,5%
Margem Bruta	4.158,5	3.863,8	7,6%
Margem Bruta/Proveitos	40,2%	39,9%	0,3 pp
Fornecimentos e serviços externos	741,4	816,8	-9,2%
Custos com pessoal	585,1	546,0	7,2%
Custos com benefícios sociais	162,3	200,3	-19,0%
Rendas de concessão	220,4	209,0	5,4%
Outros custos/(proveitos) operacionais	143,9	44,2	225,6%
Custos Operacionais	1.853,0	1.816,3	2,0%
EBITDA	2.305,4	2.047,5	12,6%
EBITDA/Proveitos	22,3%	21,2%	1,1 pp
Provisões para riscos e encargos	94,6	12,5	658,1%
Amortizações ⁽¹⁾	1.059,6	996,6	6,3%
Compensação amort. activo subsidiado	(101,8)	(97,6)	-4,2%
EBIT	1.253,0	1.136,1	10,3%
EBIT/Proveitos	12,1%	11,7%	0,4 pp
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financ.	4,8	492,0	-99,0%
Resultados financeiros	(207,4)	(399,3)	48,1%
Ganhos/(Perdas) em associadas	245,3	35,3	595,1%
Resultados Antes de Impostos	1.295,8	1.264,2	2,5%
IRC e Impostos diferidos	265,9	152,2	74,7%
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuar	(12,8)	-	-
Interesses Minoritários	76,3	40,9	86,6%
Resultados Líquidos	940,8	1.071,1	-12,2%



⁽¹⁾ Inclui Amortizações de Trespases e Direitos de Concessão, conforme detalhado na página 11.

EBITDA Overview: EBITDA do Grupo sobe 12,6%

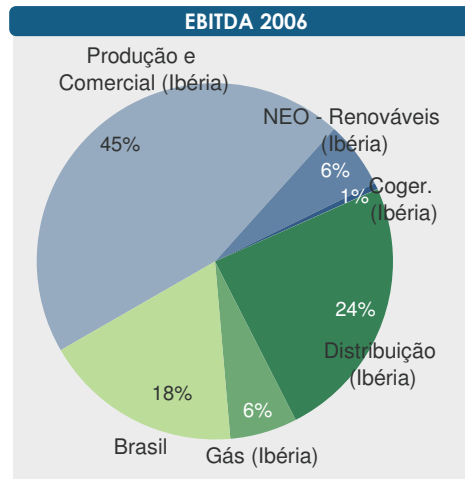


EBITDA (€ M) | 2006 | 2005 | Δ 06/05

MERCADO IBÉRICO

	2006	2005	Δ 06/05
Produção e Comercial.	1.070,8	1.049,0	2,1%
NEO - Energias Renováveis	146,9	65,7	123,6%
Cogeração	18,2	19,7	-7,4%
Distribuição	571,8	458,6	24,7%
Gás	144,8	123,4	17,3%
Brasil	433,9	412,3	5,2%
Outros e Ajustamentos	(80,9)	(81,1)	0,2%

Consolidado | **2.305,4** | **2.047,5** | **12,6%**



Produção e Comercialização Ibéricas: O EBITDA aumentou 2,1% devido: i) a uma subida de 25,6% da margem bruta da produção e comercialização liberalizada, reflectindo a melhoria da margem unitária por MWh vendido, impulsionada pelo aumento do preço médio de venda quer nos mercados retalhistas (Portugal e Espanha) quer nos mercados grossistas (OMEL, Parcela Livre, OMIP) e por uma redução de 4% nos volumes vendidos em mercado devido a paragens programadas e à diminuição dos níveis de utilização das CCGT no 4T2006; ii) a uma redução de 0,3% da margem bruta dos CAE uma vez que os preços de compra dos combustíveis ficaram acima dos índices de combustíveis de referência do período, que não permitiram a total transferência destes custos para a REN; iii) a um aumento de 6,1% dos fornecimentos e serviços externos, custos com pessoal e com benefícios sociais, reflectindo o aumento da capacidade instalada e custos não recorrentes com a redução de pessoal; e iv) a um impacto negativo de €32M ao nível dos outros custos operacionais relativo à potencial devolução de licenças gratuitas de CO2 (RD 3/2006).

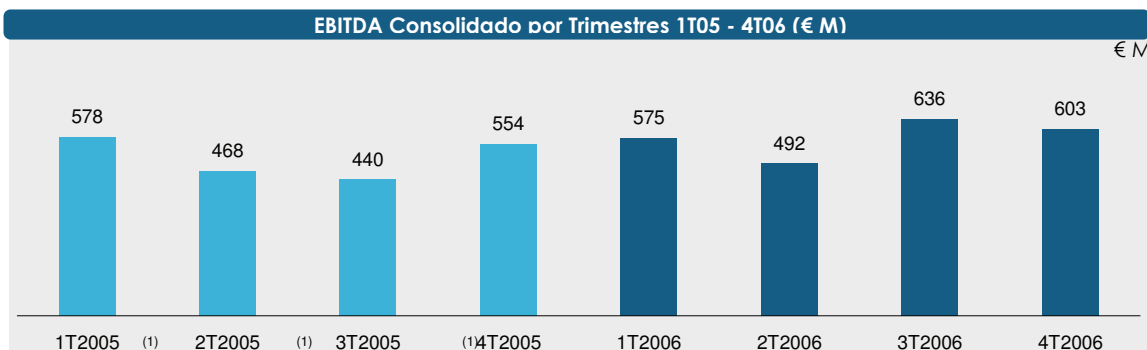
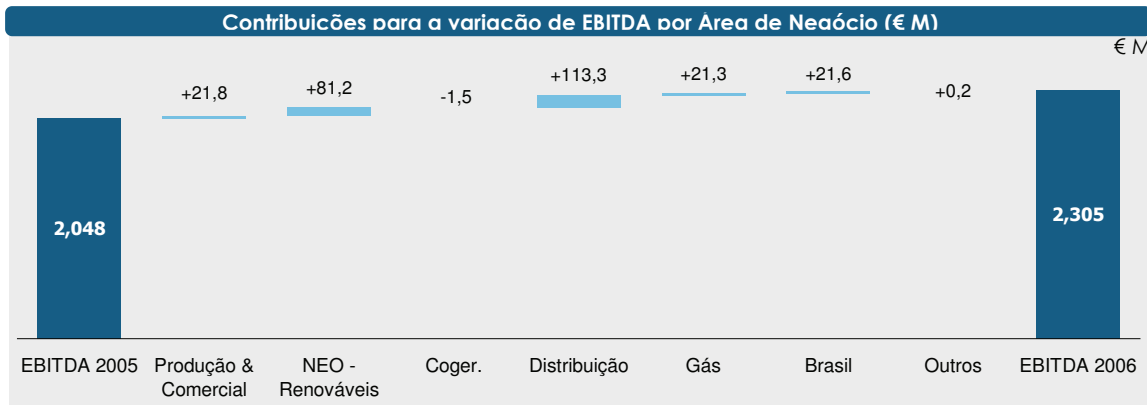
NEO – Energias Renováveis: O EBITDA mais do que duplicou reflectindo o aumento: i) da capacidade eólica instalada, que mais do que duplicou para os 1.093MW (ou 1.568MW em termos de capacidade instalada bruta); ii) do factor de utilização dos nossos parques eólicos na Península Ibérica que aumentou de 25% em 2005 para 26% em 2006 e iii) do preço médio de venda da energia produzida pelos nossos parques eólicos na Península Ibérica.

Distribuição na Península Ibérica: O EBITDA aumentou 24,7% devido ao crescimento de 6,0% da margem bruta e a uma diminuição de 4,2% dos custos operacionais. Esta evolução reflecte: i) em Portugal, um aumento no consumo, um aumento de 9,7% dos proveitos permitidos e uma redução de €26,6M dos custos operacionais; e ii) em Espanha, um aumento de €10,1M na actividade de prestação de serviços (nomeadamente ligação à rede e instalação de contadores), o aumento de 0,4% dos proveitos regulados e o impacto positivo de €8,0M pelos desvios no custo de aquisição de electricidade. Esta performance foi parcialmente compensada: i) em Portugal, por um aumento do desvio tarifário a ser recuperado (€117,9M em 2006 vs. €77,1M em 2005); e ii) em Espanha, pela aplicação do RD 3/2006 que veio alterar o mecanismo de liquidação do sistema, reconhecendo apenas um preço de €42,35/MWh para as compras de electricidade da distribuição e as vendas da geração, efectuadas simultaneamente pelo mesmo grupo empresarial (€-15,6M).

Gás na Península Ibérica: O EBITDA aumentou 17,3% no seguimento da alteração do método de consolidação da Portgás (consolidação integral em 2006; consolidação proporcional em 2005), do aumento dos volumes vendidos no mercado liberalizado espanhol, e do aumento dos proveitos regulados da Naturgas após a compra, em 2006, dos restantes 50% do capital social da Bilbogas e da Gasnalsa. Esta performance mais do que compensou as perdas com as compras de gás em mercado spot no 1T2006.

Brasil: O EBITDA aumentou 5,2% devido à entrada em operação da central hidroeléctrica de Peixe Angical (452 MW) e do 4º grupo na central hidroeléctrica de Mascarenhas (50 MW), o crescimento de 4% no consumo de electricidade nas áreas de concessão da EDP e a valorização de 11% do Real contra o Euro. No entanto, esta boa performance foi parcialmente compensada por custos não recorrentes, como sejam custos não controláveis superiores ao montante reconhecido na tarifa (a serem recuperados via tarifas nos próximos reajustamentos tarifários) e custos relacionados com o programa de redução de pessoal, que permitiu uma diminuição de 19% no número de empregados da Energias do Brasil.

Consolidado: O EBITDA consolidado da EDP cresceu 12,6% em 2006, reflectindo a melhoria da performance operacional das principais unidades de negócio do Grupo EDP, com destaque para o forte crescimento da capacidade eólica instalada, para a redução dos custos operacionais, nomeadamente no negócio da distribuição de electricidade, e para uma evolução favorável das actividades em mercado liberalizado.



(1) Ajustado para excluir provisão associada ao Défice Tarifário do sistema eléctrico espanhol.

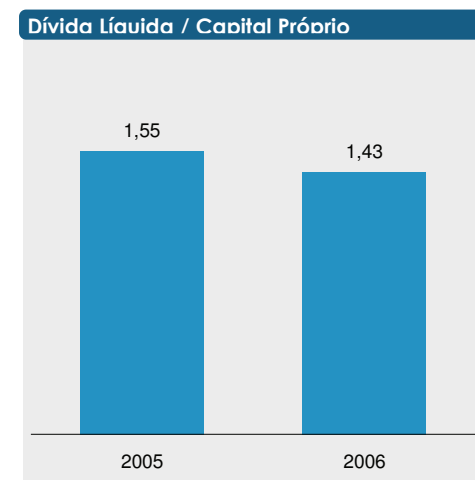
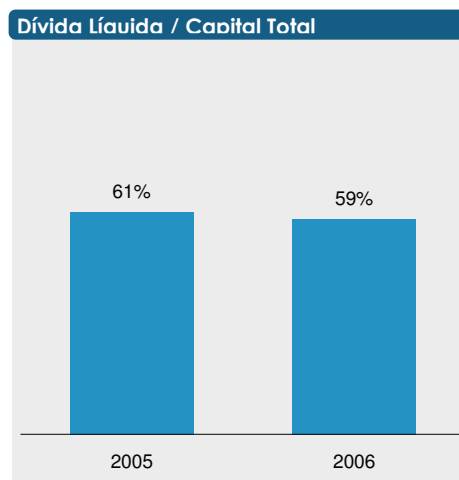
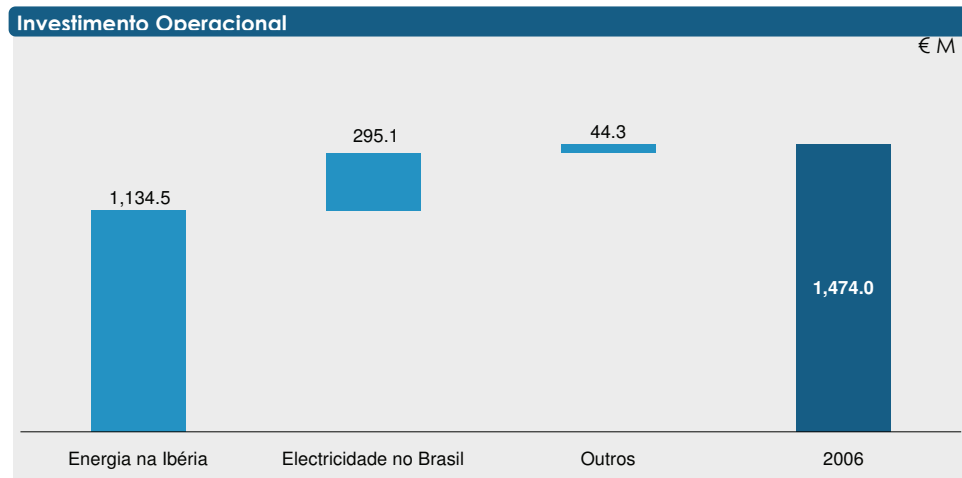


As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Activo (€ M)	2006	2005
Activos fixos tangíveis	15.082	13.891
Activos intangíveis	3.660	3.509
Investimentos financeiros	1.016	918
Inventários	229	219
Cientes (líquido)	1.593	1.585
Outros devedores (líquido)	2.059	2.157
Activos financeiros detidos para negociação	116	276
Caixa e equivalentes de caixa	753	585
Impostos diferidos activos	898	893
Total do Activo	25.407	24.033

Capital Próprio (€ M)	2006	2005
Capital	3.657	3.657
Acções próprias e prémios de emissão de acções	495	464
Resultados e outras reservas	1.376	703
Interesses minoritários	946	1.288
Total do Capital Próprio	6.473	6.111

Passivo (€ M)	2006	2005
Dívida financeira (curto-prazo)	1.528	1.984
Dívida financeira (médio e longo-prazo)	8.625	8.601
Provisões para riscos e encargos	2.159	2.112
Conta de hidráulidade	199	170
Credores e outros passivos (líquido)	5.866	4.685
Impostos diferidos passivos	557	370
Total do Passivo	18.934	17.922
Total Passivo e Capital Próprio	25.407	24.033





Investimento Operacional (€ M)	2006	2005	Δ 06/05
Centrais em Exploração	36,5	78,3	-53,4%
Novas Centrais	44,3	106,7	-58,5%
Ambiental	57,8	17,2	235,9%
Comercialização	0,5	5,7	-92,0%
Portugal	139,0	207,9	-33,1%
Centrais em Exploração	18,5	15,6	19,1%
Novas Centrais	175,1	25,7	-
Ambiental	57,4	14,6	292,4%
Comercialização	0,1	4,5	-97,4%
Espanha	251,1	60,4	316,0%
Produção e Comercial Ibérica	390,1	268,3	45,4%
Parques Eólicos	130,0	46,0	182,5%
Portugal	130,0	46,0	182,5%
Parques Eólicos	227,0	177,2	28,1%
Outros	7,6	2,9	157,3%
Espanha	234,6	180,2	30,2%
França	21,4	-	-
NEO - Energias Renováveis	386,0	226,2	70,7%
Rede de Distribuição	360,8	436,1	-17,3%
Outros	48,6	50,3	-3,4%
(-) Subsídios ao investimento	140,8	150,5	-6,4%
Portugal	268,5	335,9	-20,1%
Rede de Distribuição	49,9	59,7	-16,5%
(-) Subsídios ao investimento	11,8	10,2	16,1%
Espanha	38,0	49,5	-23,1%
Distribuição na Ibéria	306,6	385,4	-20,5%
Rede de Distribuição	14,1	7,1	98,5%
Outros	4,8	2,0	137,3%
Portugal	19,0	9,2	107,1%
Rede de Distribuição	23,7	26,8	-11,6%
Outros	9,1	26,1	-65,2%
Espanha	32,8	52,9	-38,0%
Gás na Ibéria	51,8	62,1	-16,6%
Core Business Ibérico	1.134,5	941,9	20,4%
Produção	104,2	255,4	-59,2%
Distribuição	190,8	163,4	16,8%
Comercialização e Outros	0,2	0,6	-68,4%
Brasil	295,1	419,3	-29,6%
Outros	26,9	65,9	-59,2%
Grupo EDP	1.456,5	1.427,2	2,1%

• **Investimento Operacional do Grupo EDP** atingiu os €1.456,5M em 2006, o que representa um aumento anual de 2,1%, reflectindo um aumento de 20,4% no investimento operacional do “Core Business” Ibérico. Em 2006, cerca de 46% do investimento operacional foi canalizado na expansão da capacidade instalada, com destaque para os investimentos em capacidade eólica, para as novas CCGTs em Espanha e para a central hidroeléctrica de Peixe Angical no Brasil – investimentos estes que irão reforçar o nosso potencial de crescimento a médio prazo. De notar igualmente que cerca de 70% do investimento operacional diz respeito a negócios regulados, que têm a eles associado um baixo risco de retorno sobre o investimento, tais como a produção eólica, a distribuição de gás e electricidade na Península Ibérica e a produção eléctrica contratada em regime de CAE.

• **Produção e Comercialização Ibérica** – A diminuição do investimento operacional no negócio da produção em Portugal reflecte a conclusão dos trabalhos de construção da central hidroeléctrica de Frades (192MW – Ago05 com CAE até 2027) e do terceiro grupo da CCGT do Ribatejo (392MW – 4T2005). Em Espanha, a EDP continuou os trabalhos de construção do 2º grupo de 400MW na CCGT do Castejón, cuja entrada em serviço industrial está prevista para o 4T2007 – em 2006, foram investidos neste projecto €117M – e foram ainda investidos €58M para a construção de outra CCGT de 400 MW localizada em Soto e cuja entrada em operação se prevê para o 3T2008. Adicionalmente, a EDP investiu €115,2M na redução das emissões de SO₂ e NO_x nas centrais a carvão de Sines, Aboño e Soto, com o objectivo de cumprir com a Directiva Europeia para as Instalações de Grande Combustão até Dez-07.

• **NEO – Energias Renováveis** – Em 2006, o investimento operacional da NEO em parques eólicos alcançou os €378,5M. Em Portugal, a NEO investiu €130,0M, dos quais cerca de metade foram investidos na conclusão dos trabalhos de construção dos parques eólicos que entraram em operação em 2006 com uma capacidade instalada bruta total de 88 MW, sendo que o remanescente foi investido em projectos e parques eólicos com entrada em operação prevista para 2007 e 2008. Em Espanha, a NEO investiu €227,0M, dos quais cerca de 1/3 foram investidos na conclusão dos trabalhos de construção dos parques eólicos que entraram em operação ou que foram ligados à rede em 2006 com uma capacidade instalada bruta total de 330 MW, enquanto o remanescente foi investido em parques eólicos com entrada em operação prevista até ao final de 2007. Em França, a NEO investiu €17,6M na construção de dois parques eólicos com uma capacidade total de 20 MW que foram ligados à rede no final de Dez06, tendo sido ainda investidos €3,8M na construção de um parque de 10 MW cuja entrada em operação está prevista para este ano. Actualmente, a NEO tem 559 MW em construção com entrada em operação prevista até ao final de 2007 – 426 MW em Espanha, 86 MW em Portugal e 46 MW em França. A Dez-06, o investimento em curso no balanço da NEO ascendia a €610M.

• **Distribuição na Ibéria** – Em 2006, o investimento operacional na área da distribuição ascendeu a €306,6M, essencialmente com vista à melhoria da qualidade de serviço da nossa rede de distribuição. Em Portugal, no seguimento dos avultados investimentos realizados nos últimos anos na rede de distribuição com vista à melhoria da qualidade do serviço, o Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) do ano 2006 ficou nos 203 min. De notar que o ano 2006 foi caracterizado por condições atmosféricas muito menos favoráveis e pelo deslastre de consumos provocado pela REN na sequência de um incidente ocorrido na rede Alemã em 4 de Dezembro, que contribuíram ambos com 27 min para o TIE – excluindo os factores extraordinários que influenciaram o TIE em ambos os anos, o TIE ficou nos 176 min em 2006 vs. 175 min em 2005.

• **Gás Ibérico** – Em 2006, o investimento operacional atingiu os €51,8M, dos quais 73% foram investidos na expansão da rede de distribuição de gás. O remanescente está relacionado com a rede de transporte em Espanha, campanhas de promoção comercial, contadores e redutores para novos locais de consumo e com a adaptação das instalações de GPL para GN.

• **Brasil** – O investimento operacional em euros na Energias do Brasil diminuiu 29,6% no período, devido essencialmente à conclusão dos trabalhos de construção na central hidroeléctrica de Peixe Angical (€86,6M em 2006 vs. €232,7M em 2005) que iniciou o serviço comercial no 3T2006. Entrou ainda em operação em Out-06 um novo grupo de 50 MW na central hidroeléctrica de Mascarenhas. Em 2007, a Energias do Brasil espera aumentar a sua capacidade instalada em 25 MW com o fim da construção da central hidroeléctrica de São João. Adicionalmente, a empresa já anunciou a futura construção da central hidroeléctrica de Santa Fé (29 MW), cuja entrada em operação está prevista para 2009. A Energias do Brasil investiu ainda €190,8M na distribuição de electricidade, dos quais €57M estão relacionados com o programa de ligação universal a todos os clientes de baixa tensão – “Universalização” – nas áreas de concessão da Bandeirante, Escelsa e Enersul.



Cash Flow Operacional por Área de Neaócio (€ M) | 2006

MERCADO IBÉRICO

Produção e Comercial.	1.025,0
NEO - Energias Renováveis	157,0
Cogeração	5,5
Distribuição	316,2
Gás	148,8
Brasil	384,8
Correcção de Hidraulicidade	25,1
Outros	(44,8)

Cash Flow Operacional do Grupo EDP 2.017,5

Cash Flow Consolidado (€ M) | 2006

Resultado líquido	940,8
Amortizações	1.008,3
Compensação da amortização dos activos subsidiados	(101,8)
Amortização dos direitos de concessão	51,4
Provisões líquidas	1,3
Juros da conta de hidraulicidade	3,5
Diferenças de câmbio	0,9
Consolidação pelo equity	(245,3)
Impostos diferidos	(35,0)
Interesses minoritários	76,3
Outros ajustamentos ⁽¹⁾	(118,7)
Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros	428,2

Cash Flow Operacional antes de Investimento Fundo de Maneio 2.009,8

Investimento em fundo de maneio	(17,4)
Correcção de hidraulicidade	25,1

Cash Flow Operacional 2.017,5

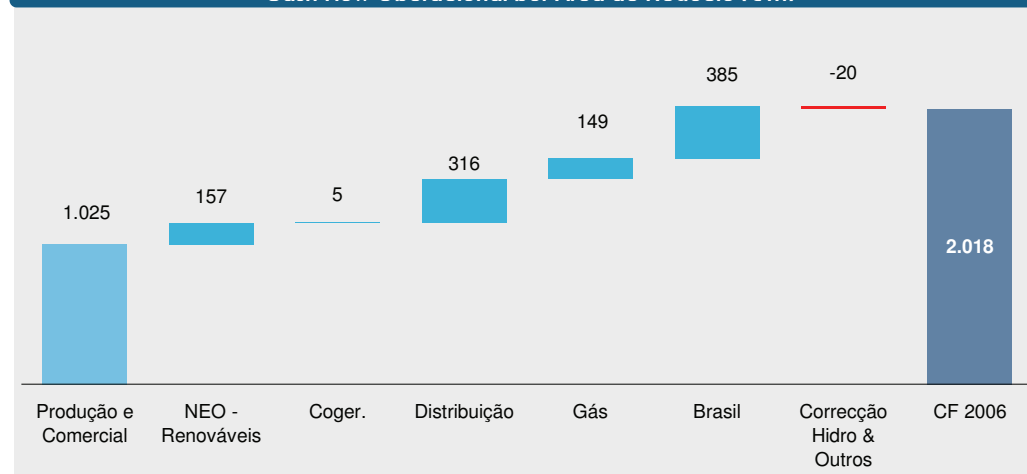
Investimento operacional	(1.456,5)
--------------------------	-----------

Cash Flow Operacional Líquido 561,0

Alienação de imobilizados	965,8
Investimento financeiro	(868,9)
Financiamento de 6,08% do Déficit Tarifário em Espanha	(154,0)
Déficit Tarifário da EDP Distribuição em 2006	(124,9)
Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros	428,2
Dividendos pagos	(365,6)
Outras variações não operacionais	(263,7)

Redução/(Aumento) da Dívida Líquida 177,8

Cash Flow Operacional por Area de Neaócio (€ M)



O cash flow do Grupo EDP neste período permitiu uma redução da dívida líquida em €177,8M, relativamente ao final de 2005. Esta redução é explicada:

- aumento do cash flow operacional em 22% para €2.017,5M;
- por €576,4M relacionados com o último recebimento relativo à venda de 14,27% da Galp Energia (80% de €720M), cuja venda ocorreu no final de 2005; venda de metade da participação na Sonaecom (€141M) e desinvestimento de 46% da Telecable (€54M);
- por securitização do déficit tarifário de 2005 da HC energia (€231,6M)

que foram parcialmente compensados:

- pelo pagamento dos dividendos anuais de 2005 (€365,6M);
- pelo financiamento pela HC Energia de 6,08% do déficit do sistema regulado Espanhol no 2006 (€153,7M);
- pelo financiamento pela EDP Distribuição do déficit do sistema regulado Português em 2006 (€125M);
- pelo recebimento de €25,1M à REN, respeitantes à conta de hidraulicidade, devido a um período de seca (coeficiente hidraulicidade de 0,98 em 2006);
- por investimentos financeiros de €82,2M, dos quais €58,7M estão relacionados com o reforço da EDP no capital social da Portgás e Setgás de 59,6% e 10,1% para 72,0% e 19,8%, respectivamente; aquisição de 50% da Bilbogas (€35M), 50% da Gasnalsa (€45M); aquisição da Agrupacion Eolica (€413M); exercício da opção de compra sobre a OPTEP (€308,7M);
- pela consolidação integral da dívida financeira da Portgás em 2006, em comparação com a consolidação proporcional (59,6%) a Dezembro de 2005.

Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais



Dívida Financeira (€ M)	2006	2005
IBÉRIA		
Produção e Comercialização	2.064,4	2.453,7
NEO - Energias Renováveis	2.107,3	1.357,0
Cogeração	75,5	77,4
Distribuição	2.169,8	1.866,0
Gás	(360,0)	121,6
Brasil	1.102,9	1.064,0
Telecoms	2,3	315,7
EDP SA & Ajustamentos	2.985,8	2.921,8
Sub-Total	10.147,9	10.177,1

Derivativo OPTEP (Passivo)	-	315,0
"Fair Value" (Dívida coberta)	5,1	92,2
Dívida Financeira	10.153,0	10.584,3

Caixa & Equivalentes	869,9	861,1
Derivativo OPTEP (Activo)	-	260,0
Dívida Líquida Grupo EDP	9.283,1	9.463,2

Itens reulatórios a receber - Portugal ⁽¹⁾	212,3	70,9
Itens regulatórios a receber - Espanha	154,0	224,3
Itens reulatórios a receber - Brasil ⁽¹⁾	246,5	240,7
Itens regulatórios a receber	612,8	535,9

Dívida Financeira Nominal por Empresa (€ m)	2006	2005
EDP S.A. and EDP Finance BV	8.044,2	7.844,8
EDP Produção	23,6	29,0
EDP Comercial	-	-
NEO Energia	579,3	-
EDP Distribuição	-	-
Portgás	113,0	70,7
HC Energia	213,3	701,8
Energias do Brasil	1.018,7	1.006,6
Oni	8,9	315,7
Outros	12,3	44,1

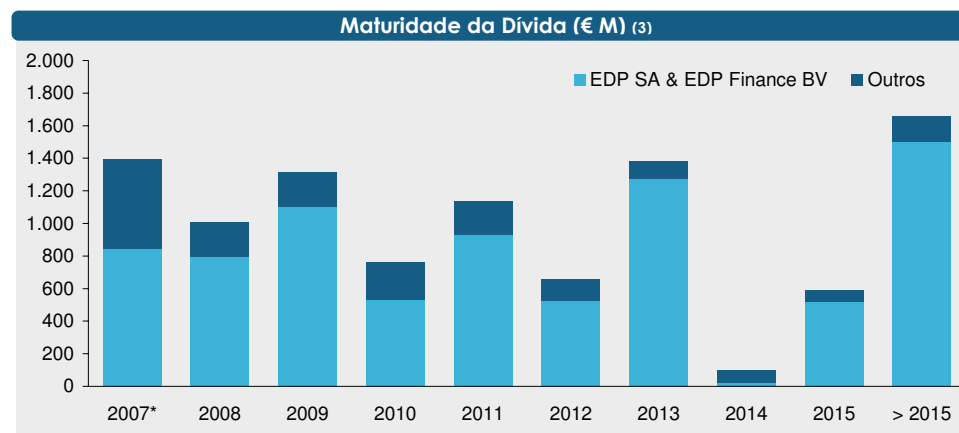
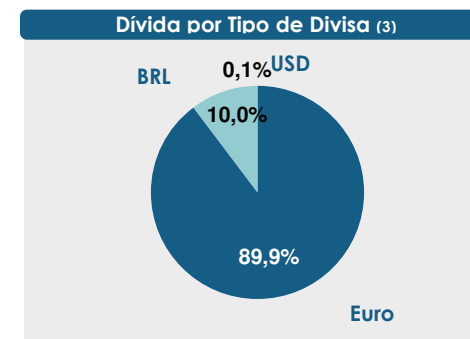
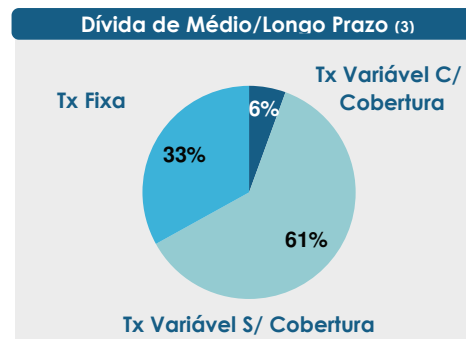
Dívida Financeira Nominal	10.013,3	10.012,6
----------------------------------	-----------------	-----------------

Juros da dívida a liquidar	134,7	164,5
----------------------------	-------	-------

Dívida Financeira Nominal + Juros a Liquidar	10.147,9	10.177,1
---	-----------------	-----------------

Provisions for Social Benefits (€ M)	2006	2005
Pensões ⁽²⁾	1.010,3	1.099,6
Actos Médicos	760,7	743,6
Total	1.771,0	1.843,2

Ratina da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
	EDP SA & EDP Finance BV	A / Stab / A1	A2 / Stab / P1
HC Energia		A3 / Stab / P2	A- / Stab / F2
Bandeirante	brA-/Stab	Ba3/A3.br/Stab	
Escelsa	BB-/brA-/Stab	Ba3/A3.br/Stab	
Energul	brA/Stab	Ba3/A2.br/Stab	



⁽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 Amort. Trespases e Concessões



Resultados Financeiros (€ M) | 2006 | 2005 | Δ 06/05

Rendimentos de particip. de capital	8,0	36,1	-77,9%
Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros	8,0	36,1	-77,9%
Juros financeiros líquidos	(402,2)	(378,2)	-6,3%
Diferenças de câmbio	0,9	68,7	-98,6%
Outros ganhos e perdas financeiros	185,9	(125,9)	-
Ganhos/(Perdas) Financiamento	(215,3)	(435,3)	50,5%
Resultados Financeiros	(207,4)	(399,3)	48,1%

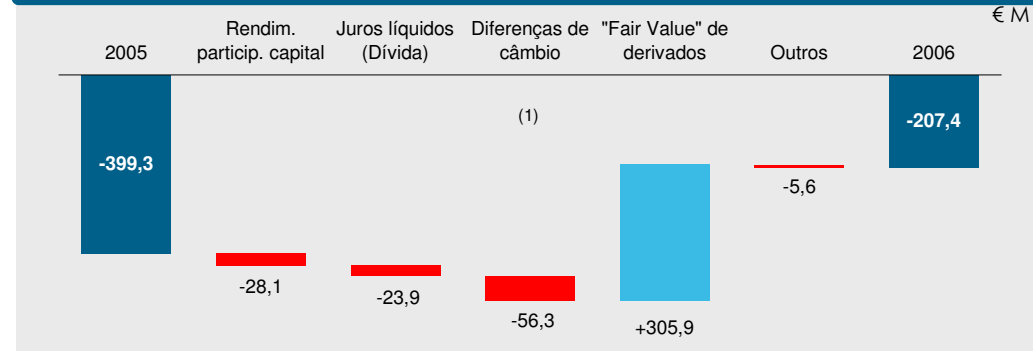
Ganhos Empresas do Grupo e Associadas (€ M) | 2006 | 2005 | Δ 06/05

REN (30%)	223,7	(0,4)	-
Electra (30.6%)	(19,4)	-	-
Edinfor (40%)	2,0	1,3	48,4%
Setgás (19.8%)	1,8	0,6	191,4%
CEM (22%)	8,3	9,0	-7,3%
Turbogás (40%)	11,4	12,2	-6,3%
DECA II (EEGSA (21%))	11,6	8,2	42,4%
Subsidiárias da HC	1,0	2,8	-62,7%
Subsidiárias da NEO	3,7	-	-
Outros	1,1	1,6	-
Total	245,3	35,3	-

Amortizações | 2006 | 2005 | Δ 06/05

Amortizações Activos	1.008,3	958,9	5,1%
Amortizações Trespases & Dtos. Concessão	44,3	37,6	17,8%
Energias do basil	33,6	31,1	8,2%
EDP LAJEADO (Investco)	3,1	-	-
Comunitel	-	3,3	-
Oni	3,3	3,3	0,0%
EDP Gás	4,4	-	-
Goodwill Impairments	7,0	0,0	-
Affinis (Imparidade de Goodwill)	5,7	-	-
Others (Imparidade de Goodwill)	1,3	0,0	-
Total	1.059,6	996,6	6,3%

Resultados Financeiros | € M



• Os Resultados Financeiros do Grupo EDP reflectem:

a) um aumento de 6,3% nos “Juros financeiros líquidos”, devido a um aumento de 19 p.b. no custo médio da dívida do Grupo EDP (4,4% em 2006 vs. 4,2% em 2005), reflexo da subida das taxas de juro de mercado, e a um aumento de 5,8% do nível médio de endividamento no período;

b) a apreciação do Real Brasileiro contra o Dólar Americano em 2006 (9%), que foi inferior à ocorrida no ano 2005 (13%). O impacto na dívida denominada em Dólares do Brasil levou a uma redução nas “Diferenças de câmbio” de €67,8M;

c) uma melhoria da rubrica de “Outros ganhos e perdas financeiros” em 2006, sendo que esta rubrica está essencialmente relacionada com o justo valor de derivados: i) devido ao aumento nas taxas de juro, a provisão financeira de €118M criada no final de 2005, relativa ao “fair value” do derivado contratado pela EDP para cobrir o efeito de alterações na taxa de juro no calculo do valor actual líquido dos CMEC, foi integralmente revertida no 1S2006 – adicionalmente, foi contabilizado no 2T2006 um ganho de €30M com este derivado no seguimento do aumento das taxas de juro que ocorreu no período em que este instrumento financeiro esteve activo; ii) o justo valor dos outros derivados do Grupo EDP reflectiu-se num aumento de €40M no período, dos quais €23M estão relacionados com ganhos em 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 os €245,3M em 2006, devido essencialmente: i) à contribuição da consolidação pelo Método da Equivalência Patrimonial de 30% da REN, que reflecte a mais valia obtida na venda dos 18,3% que a REN detinha na Galp bem como a recuperação de desvios tarifários de anos anteriores; ii) à imparidade da nossa participação financeira na Electra (Cabo Verde), fruto das garantias prestadas pela EDP ao financiamento daquela empresa, nas quais a EDP assumiu a responsabilidade por 60% do valor em dívida; iii) à melhoria do resultado líquido da Edinfor, da Setgás e da EEGSA; e iv) à contribuição positiva em €3,7M das subsidiárias da NEO consolidadas pelo Método da Equivalência Patrimonial.

• As “Amortizações de trespases e direitos de concessão” incluem: i) um custo de €5,7M relacionado com uma imparidade no goodwill da Affinis.

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



Áreas de Negócio



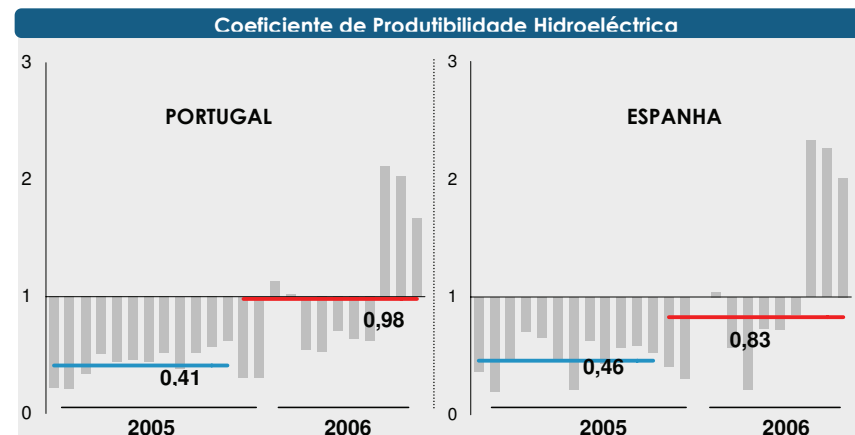
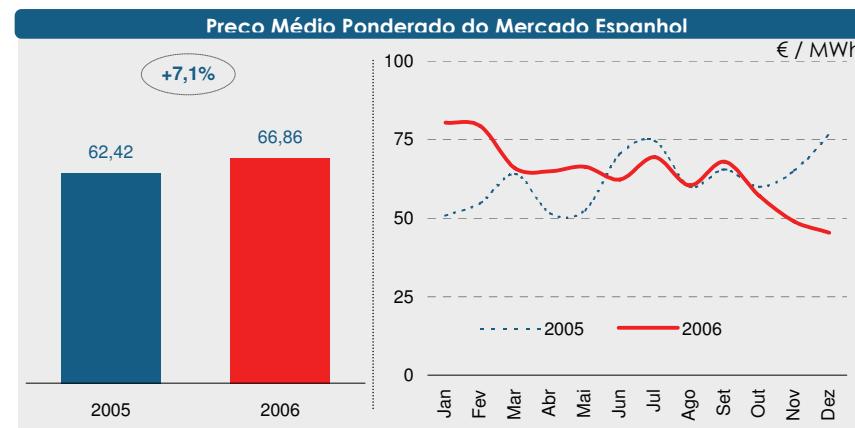
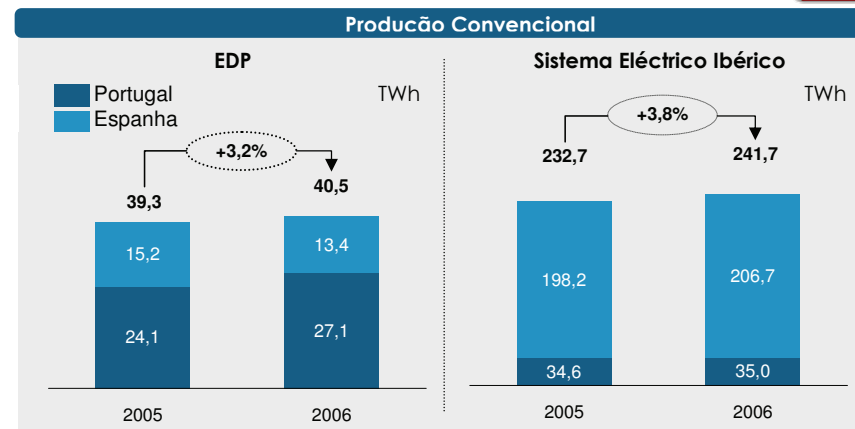
Balanço Energético (GWh)	Portugal			Espanha		
	2006	2005	Δ 06/05	2006	2005	Δ 06/05
Hidroeléctrica	10.205	4.524	125,6%	25.330	20.319	24,7%
Nuclear	-	-	-	60.126	57.528	4,5%
Carvão	14.070	14.291	-1,5%	66.006	77.311	-14,6%
CCGT	9.788	11.375	-14,0%	63.506	48.601	30,7%
Fuel/Gas/Diesel	1.620	4.955	-67,3%	5.905	10.035	-41,2%
Auto-Consumo	-	-	-	(8.907)	(9.136)	2,5%
(-) Bombagem	(703)	(564)	-24,6%	(5.261)	(6.491)	18,9%
Regime Convencional	34.980	34.581	1,2%	206.705	198.168	4,3%
Regime Especial	8.769	6.572	33,4%	50.051	50.107	-0,1%
Importação / (Exportação)	5.440	6.824	-20,3%	(3.280)	(1.458)	-124,9%
Consumo Referido à Emissão	49.189	47.977	2,5%	253.476	246.817	2,7%
Perdas na Transmissão e outros	(555)	(709)	21,7%	(3.017)	(3.000)	-0,6%
Energia Entregue ao Sistema	48.634	47.267	2,9%	250.460	243.817	2,7%

MERCADO IBÉRICO

- Em 2006, a procura de electricidade antes de perdas nas redes apresentou um crescimento de 2,5% em Portugal e 2,7% em Espanha. Ajustado a diferenças de temperatura e de dias úteis, a procura de electricidade na Península Ibérica cresceu 3,5%. Após um 2005 extremamente seco, 2006 caracterizou-se por um ano hídrico médio em Portugal e ligeiramente abaixo da média em Espanha. A este nível 2006 foi caracterizado por um elevado nível de produção hídrica no 4T2006, que permitiu um crescimento de 43% da produção hídrica convencional face a 2005.
- Em Portugal, a produção em Regime Especial (PRE) aumentou 33%. Este aumento deveu-se não só à energia eólica (aumento em 64% da capacidade instalada de 952MW em Dez-05 para 1.568 MW em Dez-06), como também ao ano hidrológico mais favorável para as mini-hídricas. Em Espanha, a produção das PREs diminuiu 2,4%, em resultado da redução considerável da cogeração (elevados preços do gás), não compensada pelo aumento de 9,4% da produção eólica. A capacidade instalada eólica em Espanha cresceu 11,5% em 2006 para 11.099 MW em Dez-06.
- Durante 2006 entraram em operação 13 novos grupos de CCGTs em Espanha aumentando a capacidade instalada de CCGTs na Península Ibérica em 44% para 17,000MW, o que conjugado com uma redução dos níveis médios de utilização implicou um crescimento de 22% na produção anual desta tecnologia.
- O aumento dos níveis de produção hídrica e eólica assim como o crescimento da capacidade instalada de CCGTs, implicou uma queda de 50% na produção das centrais a fuelóleo, que foram também afectadas pelo aumento do preço do petróleo. A produção das centrais a carvão diminuiu em média 13% em 2006, tendo-se observado um aumento do diferencial de horas de funcionamento entre as centrais mais eficientes e as menos eficientes.
- Em termos de CO₂, o sector eléctrico registou em 2006 um déficit de cerca de 15% face às licenças alocadas subtraídas das que terão sido consumidas em 2005, o que compara com um deficit de 16% observado em 2005.

EDP (ver produções em anexo)

- Em 2006, a produção das centrais convencionais da EDP em mercado liberalizado caiu 4% penalizada por diversas paragens programadas para grandes manutenções da CCGT de Castejón (6 semanas), central a carvão de Aboño 2 (7 semanas) e central nuclear de Trillo (4 semanas). Excluindo o impacto destas paragens, a EDP beneficiou do aumento dos níveis de produção hídrica em Portugal o aumento da capacidade instalada média anual devido à entrada em funcionamento do grupo 3 da CCGT do Ribatejo no 4T2005, que foi parcialmente mitigado pela redução dos níveis de utilização das CCGTs na Península Ibérica. A produção das centrais com CAE apresentou um crescimento de 11% suportada pelos níveis de produção hídrica que mais do que duplicaram.



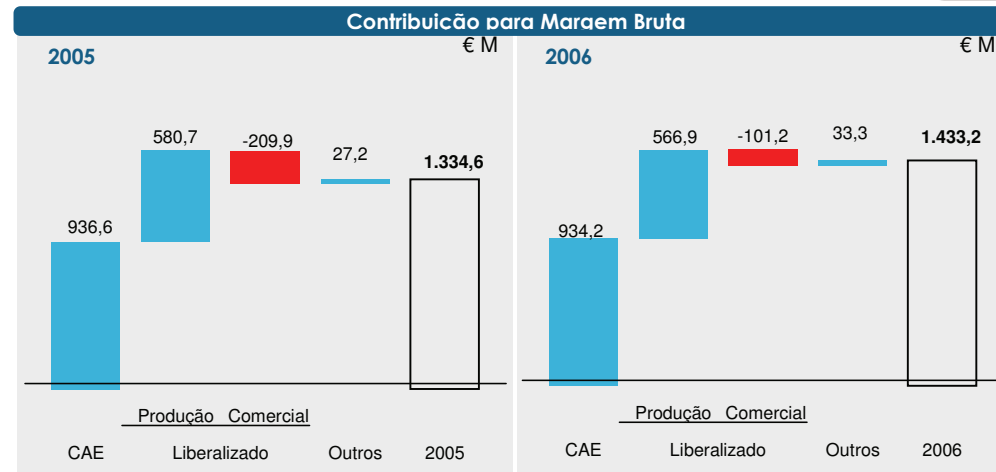
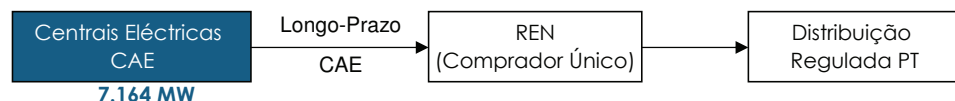


Resultados Financeiros (€ M)	2006	2005	Δ 06/05
Margem Bruta	1.433,2	1.334,6	7,4%
CAEs	934,2	936,6	-0,3%
Produção e Comercialização Liberalizadas	465,7	370,7	25,6%
Mini-hídricas em Regime Especial	15,3	7,4	105,2%
Serviços de Engenharia e Manutenção	15,3	17,7	-13,8%
Outros	2,8	2,1	32,8%
Custos Operacionais	362,2	285,6	26,8%
EBITDA	1.070,9	1.049,0	2,1%
EBIT	727,2	746,9	-2,6%

Dados Operacionais	2006	2005	Δ 06/05
Capacidade Instalada (MW)	11.141	11.142	-0,0%
Produção de Electricidade (GWh)	40.525	39.274	3,2%
Comercial. de Electricidade (Clientes Liberalizados) (GWh)	10.708	12.240	-12,5%
Numero de Clientes (mil)	84,8	13,3	6,4x

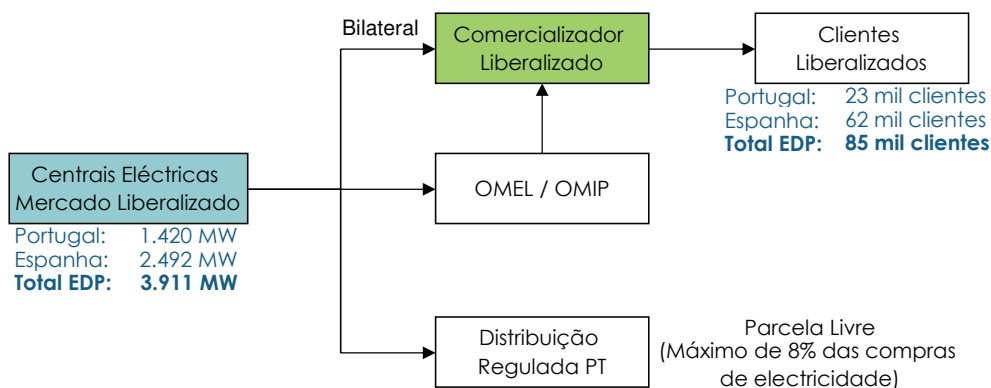
Produção e Comercialização da EDP na Ibéria

PRODUÇÃO CONTRATADA EM REGIME DE CAE EM PORTUGAL



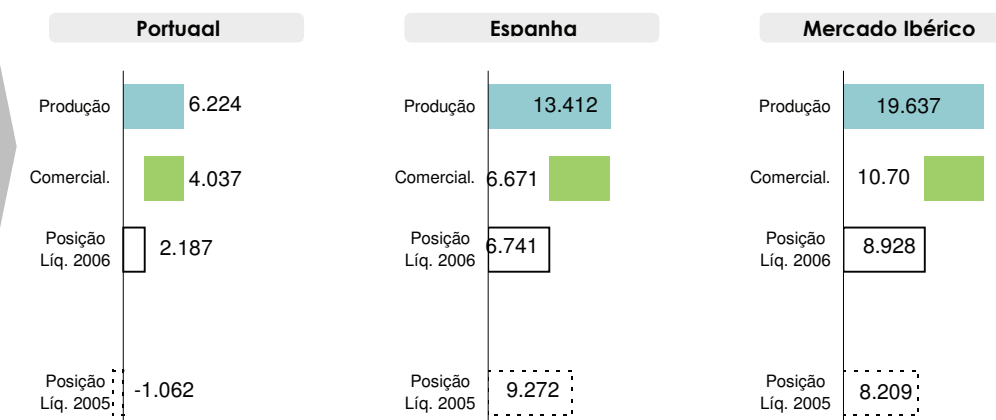
65% da capacidade instalada da EDP na Ibéria está vinculada ao perfil de baixo risco dos CAE, garantindo estabilidade nos cash-flows. Os CAE asseguram uma remuneração com base na disponibilidade das centrais e não no volume produzido, garantindo um ROA de 8,5% real antes de impostos e a recuperação dos custos com combustíveis e com emissões de CO2.

PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO LIBERALIZADAS EM PORTUGAL E ESPANHA



Gestão de risco de margem bruta integrada da produção e comercialização, tendo em conta o custo de produção e a procura de mercado. Venda de energia em mercados grossistas e de retalho liberalizado.

Mercado Liberalizado GWh 2006



Produção Ibérica: Margem Bruta dos CAE



Margem Bruta (€ M)	2006	2005	Δ 06/05
CAE Parcela Fixa	934,5	909,3	2,8%
CAE Parcela Variável	311,3	495,2	-37,1%
Vapor (Barreiro) e Cinzas	7,0	6,5	7,8%
(-) Custos Directos	318,6	474,3	-32,8%
Margem Bruta	934,2	936,6	-0,3%

Produção de Electricidade (GWh)	2006	2005	Δ 06/05
Hidroeléctrica	9.574	4.279	123,7%
Termoeléctrica	11.314	14.545	-22,2%
Sines	9.694	9.590	1,1%
Setúbal	1.235	3.556	-65,3%
Carregado	239	1.162	-79,4%
Barreiro	145	220	-34,1%
Tunes e Tapada do Outeiro	1	17	-95,1%
Total Emissão	20.888	18.824	11,0%

• A margem bruta das centrais com CAE caiu 0,3%, tendo sido afectada negativamente por custos de aquisição de combustíveis suportados pela EDP acima dos índices internacionais de combustíveis aceites pela REN como custos de referência nos CAE, o que não permitiu a recuperação em cerca de €7,3m através da Parcela Variável dos CAE de custos com combustíveis incorridos pela EDP no período.

A Parcela Fixa dos CAE apresentou uma subida de 2,8% impulsionada pela melhoria dos factores de disponibilidade das nossas centrais hídricas e térmicas (km: 1,050 em 2006 vs. 1,046 em 2005), a entrada em serviço da central hidroeléctrica de Frades em Agosto de 2005 (192 MW, com CAE até 2027) e actualizações à inflação.

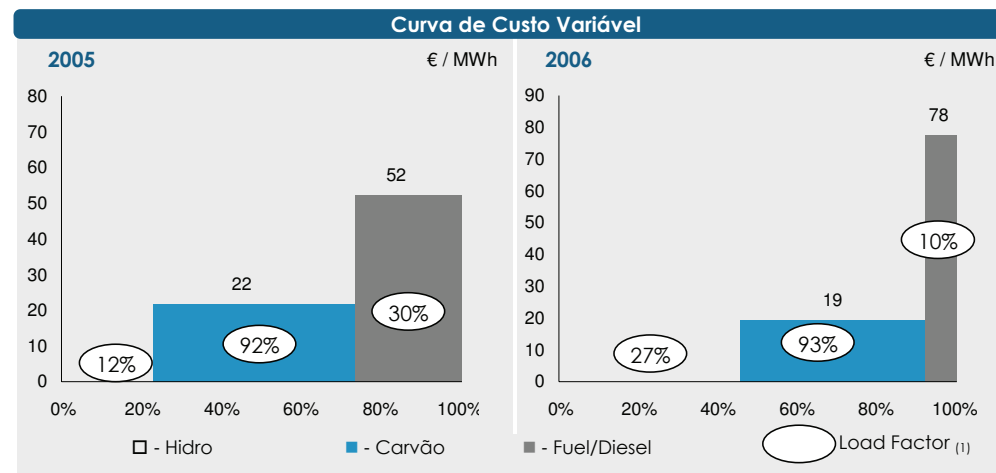
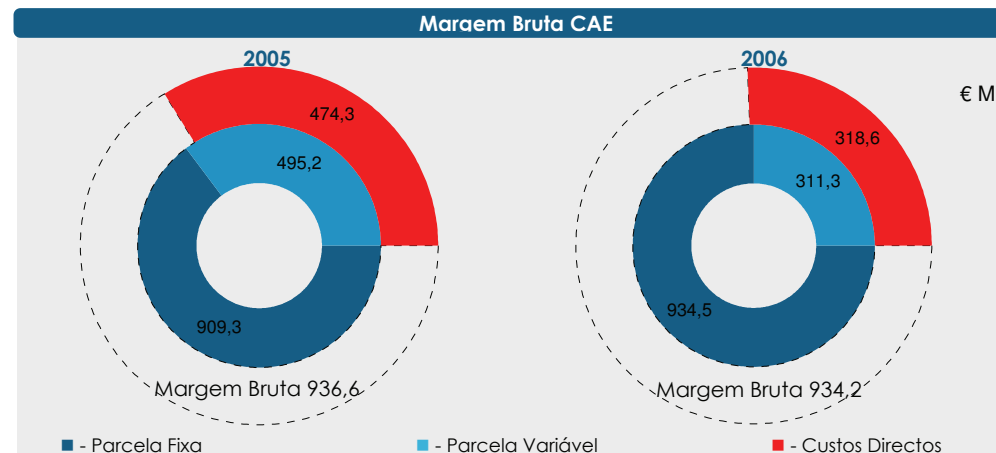
• Em 16 de Fevereiro de 2007, o Governo Português anunciou a aprovação de um pacote legislativo relativo ao sector eléctrico, com a revisão do regime de cessação antecipada dos CAE e de utilização do domínio hídrico para fins de produção eléctrica.

De acordo com este anúncio, em relação ao regime de cessação antecipada dos CAE, é mantido o modelo estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, que define as condições de cálculo dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual dos CAE (CMECs), tendo no essencial sido considerado um ajustamento no preço de referência de venda de electricidade em mercado o qual deverá passar do valor médio anual de € 36/MWh para € 50/MWh.

Foi também anunciada a introdução de um pagamento pelos produtores hídricos abrangidos por CAE, associado ao equilíbrio económico-financeiro da exploração dos aproveitamentos hidroeléctricos em regime de mercado, no período subsequente ao termo previsto nos CAE.

As medidas acima referidas possibilitam à EDP manter a estabilidade da margem bruta das suas centrais em regime CAE/CMEC durante os próximos 10 anos e a operação das centrais hídricas em mercado após o termo do regime CAE/CMEC.

Custos Directos (€ M)	2006	2005	Δ 06/05
Carvão	186,3	207,5	-10,2%
Fuel oil	116,3	248,3	-53,2%
Gás Natural	9,1	8,0	13,4%
Diesel	0,2	2,2	-90,7%
Autoconsumo de Electricidade e Materiais	6,7	8,2	-18,6%
Custos Directos	318,6	474,3	-32,8%



Produção Ibérica: Margem Bruta da Produção Liberalizada

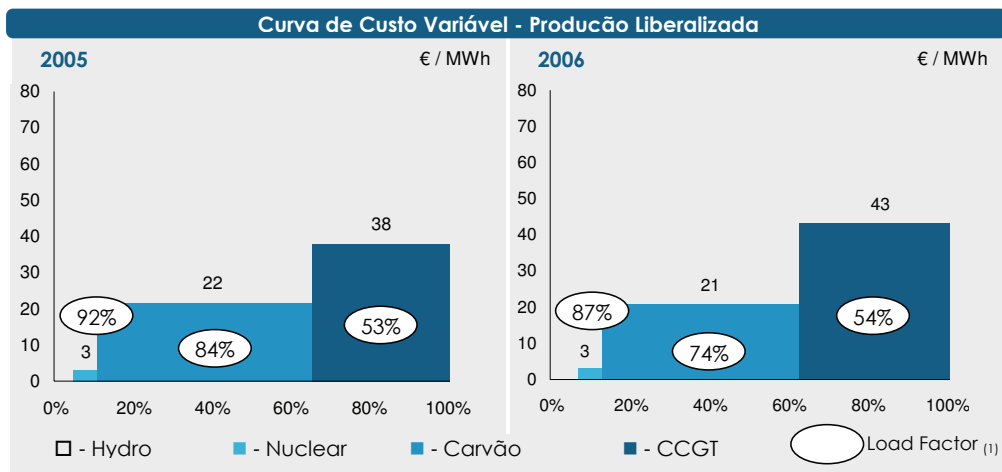


Produção de Electricidade (GWh)	2006	2005	Δ 06/05
Portugal	6.224	5.252	18,5%
CCGT	5.728	5.088	12,6%
Hidroeléctrica	496	164	202,9%
Espanha	13.412	15.198	-11,7%
Hidroeléctrica	846	847	-0,2%
Nuclear	1.192	1.252	-4,9%
Carvão	9.854	11.164	-11,7%
CCGT	1.692	2.109	-19,7%
(-) Bombagem	(171)	(175)	2,1%
Total Produção	19.637	20.450	-4,0%

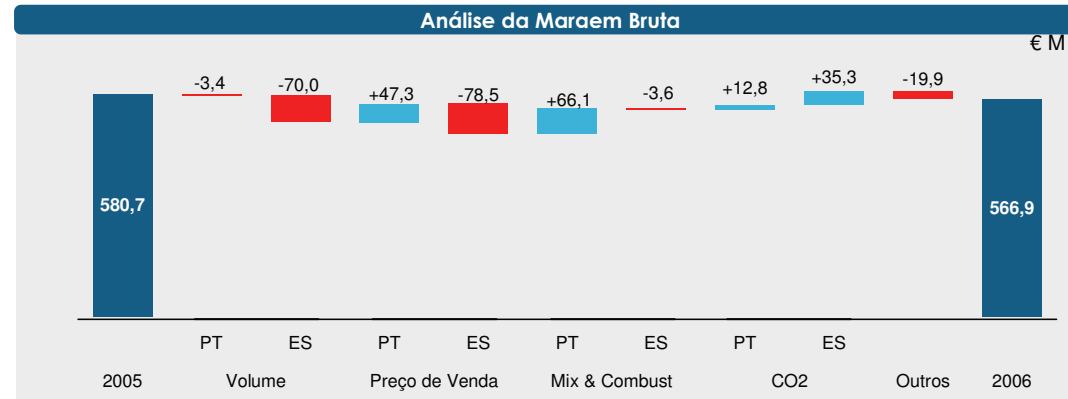
Preço de Venda e Custos com Combustíveis	2006	2005	Δ 06/05
Preço Médio de Venda (€ / MWh)			
Portugal	54,8	47,2	16,1%
Espanha	54,3	60,1	-9,6%
Custo Médio de Combustíveis (€ / MWh) ⁽¹⁾			
Portugal	42,5	38,2	11,1%
Espanha	22,7	22,2	2,0%

⁽¹⁾ custo médio com combustíveis não inclui as centrais hidroeléctricas

Margem Bruta (€ M)	2006	2005	Δ 06/05
Portugal	122,3	13,5	803,5%
Espanha	444,6	567,1	-21,6%
Margem Bruta	566,9	580,7	-2,4%



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



Volume Produzido: No 4T05 entrou em funcionamento o grupo III de 400MW da CCGT do Ribatejo, aumentando a capacidade instalada da EDP no mercado liberalizado Ibérico em 11% para 3,911MW. No entanto, em 2006 a electricidade produzida nas centrais liberalizadas da EDP no mercado Ibérico apresentou uma redução de 4% explicada por: i) Diversas paragens para manutenção, nomeadamente: Paragem programada da nossa principal central a carvão em mercado Aboño 2 (536MW) durante 7 semanas, no 2T06 para a revisão geral trienal e investimentos em dessulfurização, e paragens programadas da CCGT de Castejón (6 semanas) no 1T2006 e da central nuclear de Trillo (4 semanas) no 2T2006. ii) redução dos níveis de utilização das nossas CCGTs, nomeadamente em Portugal no 4T06, devido ao elevado nível de produção hídrica no período.

Margem Bruta Unitária (€/MWh): Ao longo de 2006, os custos com combustíveis por MWh sofreram uma subida acentuada. No que diz respeito ao gás natural, o custo por MWh cresceu 13%, em resultado da forte subida do preço do Brent, ao qual os contratos de fornecimento de gás das nossas CCGTs estão vinculados. As nossas centrais a carvão em Espanha beneficiaram da estabilidade dos preços internacionais do carvão, e da redução dos preços das licenças de emissão de CO2 ao longo de 2006. A subida do preço médio de venda em mercados grossistas, a revisão dos preços de venda intragrupo para as comercializadoras do grupo e operações de hedging de custos combustíveis, mais do que compensaram o aumento dos custos de produção, permitindo a subida da margem bruta unitária.

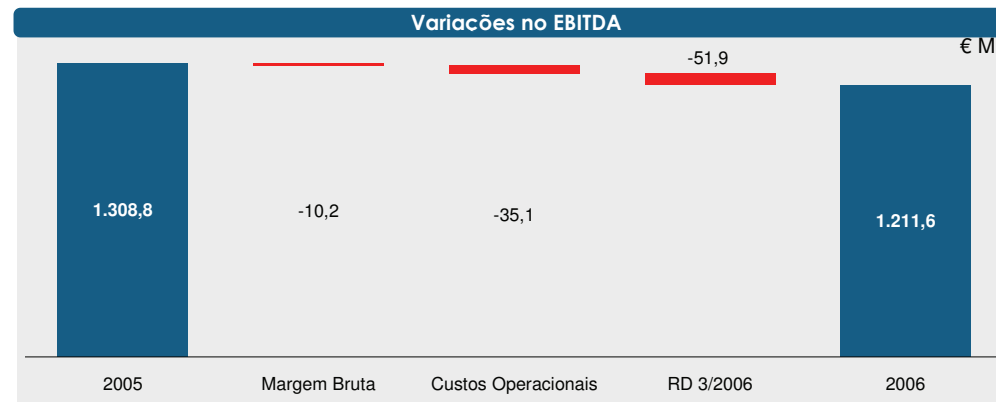
Emissões CO2: A redução dos volumes produzidos em 2006 pelas nossas centrais térmicas liberalizadas permitiu à EDP uma poupança significativa ao nível das emissões de CO2: Em Portugal, as emissões de CO2 totalizaram 2,0Mt e foram inferiores em 0,8Mt às licenças atribuídas para o período, o que resultou num impacto positivo de €17,1M na margem bruta de 2006. Em Espanha, as emissões de CO2 alcançaram os 11,4Mt, superiores às licenças de 11,1Mt, mas tendo a HC comprado licenças equivalentes a este défice.

Margem Bruta: A queda de 2,4% ao nível da margem bruta da actividade de produção liberalizada ibérica não inclui €23M de ganhos em operações financeiras de cobertura em mercados energéticos associadas a esta actividade, mas contabilizadas ao nível dos resultados financeiros. Incluindo o impacto de instrumentos de cobertura em mercados energéticos, a margem bruta da actividade de produção liberalizada cresceu 1,6% em 2006.

Em Portugal, a margem bruta alcançou os €122,3M devido: i) a uma revisão em alta do preço contratado com a EDP Comercial; e ii) à redução dos volumes contratados com a EDP Comercial, o que permitiu à actividade de trading gerir as necessidades da actividade comercial através de geração própria, levando a menores compras de electricidade no mercado spot, as quais em 2005 foram efectuadas a um preço superior ao contratado com a EDP Comercial. Em Espanha, a queda de 21,6% é explicada por: i) um menor nível de produção; e ii) uma diminuição do preço médio de venda – em 2006 a actividade de geração em Espanha alterou a forma de contabilização da electricidade vendida através de contratos bilaterais (75%), reflectindo nas vendas o preço contratado em vez do preço de mercado (não obstante, esta redução na geração teve um efeito contrário na actividade comercial).



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha		
	2006	2005	Δ 06/05	2006	2005	Δ 06/05
Proveitos Operacionais	1.882,8	1.832,7	2,7%	772,6	981,1	-21,2%
Custos Directos da Actividade	793,0	855,3	-7,3%	328,0	413,9	-20,7%
Margem Bruta	1.089,8	977,4	11,5%	444,6	567,1	-21,6%
Margem Bruta/Proveitos	57,9%	53,3%	4,6 pp	57,5%	57,8%	-0,3 pp
Fornecimentos e serviços externos	89,7	92,8	-3,3%	39,1	39,2	-0,3%
Custos com pessoal	84,5	74,1	14,1%	28,6	36,0	-20,7%
Custos com benefícios sociais	37,7	27,0	39,8%	1,3	1,3	-1,8%
Rendas centros electroprodutores	3,7	3,8	-0,4%	-	-	-
Outros custos (proveitos) operac.	1,5	(4,9)	-	36,6	-33,4	-
Custos Operacionais	217,1	192,6	12,7%	105,6	43,2	144,6%
EBITDA	872,7	784,8	11,2%	338,9	523,9	-35,3%
EBITDA/Proveitos	46,4%	42,8%	3,5 pp	43,9%	53,4%	-9,5 pp
Provisões para riscos e encargos	20,5	(1,9)	-	-1,0	0,7	-
Amortizações	228,9	197,0	16,2%	97,1	95,6	1,6%
Compensa. amort. activos subsid.	(2,5)	(4,6)	45,6%	-0,1	-0,2	2,2%
EBIT	625,8	594,3	5,3%	243,0	427,9	-43,2%
EBIT/Proveitos	33,2%	32,4%	0,8 pp	31,5%	43,6%	-12,2 pp



Número de Trabalhadores	2006	2005	Δ 06/05
Trabalhadores			
Portugal	1.624	1.672	-48
Espanha	589	604	-15
MW / Trabalhador			
Portugal	5,3	5,2	3,0%
Espanha	4,2	4,1	2,5%

PORTUGAL

- O EBITDA aumentou 11,2% suportado no crescimento de 11,5% da margem bruta, no seguimento da forte recuperação ao nível da actividade de produção liberalizada. Os custos operacionais da actividade aumentaram 12,7% impulsionados pelo aumento da capacidade instalada e custos não recorrentes com redução do número de colaboradores.
- Os FSEs apresentaram uma redução de 3,3%, mesmo considerando a subida dos custos com manutenção associados ao aumento da capacidade instalada em 7,4% (+392MW Grupo III Ribatejo CCGT e +192MW Central Hidroeléctrica de Frades, a qual tem um CAE até 2027). Para esta redução contribuíram de forma significativa a renegociação dos contractos de seguros e dos contractos de outsourcing de operação e manutenção.
- Os Custos com Pessoal apresentaram um crescimento de 14,1% e os Custos com Benefícios Sociais aumentaram 39,8% essencialmente devido à contabilização em 2006 de custos de reestruturação com a saída de 60 colaboradores e à constituição de provisões relativas a saídas futuras (25 colaboradores). Considerando apenas a evolução do número de colaboradores e evolução salarial em 2006, os custos com pessoal recorrentes caíram 4%.

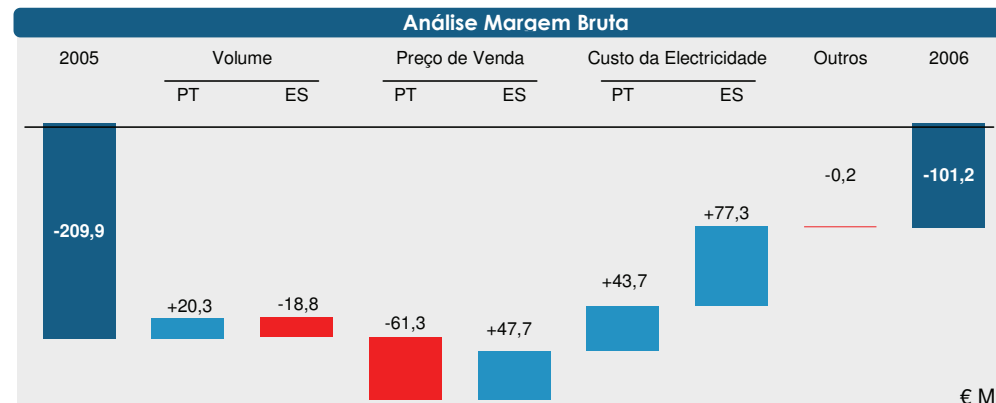
ESPAÑHA

- Em 2006, o EBITDA apresentou uma queda de 35,3%, penalizada pela redução de 11% dos volumes vendidos e redução da margem bruta unitária, em resultado da alteração do preço de transferência intragrupo com a comercialização que era a preço de mercado spot em 2005 e em 2006 passou para preço interno de transferência em linha com o mercado forward. Os outros custos operacionais estão penalizados pelo impacto do RD 3/2006, enquanto que os custos operacionais controláveis (FSEs+pessoal+benefícios sociais) caíram 9,8% no período.
- RD 3/2006: O Governo de Espanha, com o objectivo de reduzir o défice tarifário de 2006, aprovou em 24 de Fevereiro de 2006, o Real Decreto Lei 3/2006, que altera o mecanismo de compensação da energia vendida/comprada por produtores e distribuidores de um mesmo grupo económico no mercado grossista e reconsidera o valor das licenças de CO2 gratuitamente atribuídas às empresas produtoras de electricidade. De acordo com a interpretação feita pela HC da legislação actual, o défice tarifário total estimado para o período ascende a €2,5 mil milhões, dos quais a HC Energía tem de financiar 6,08% (€154M). Este montante não foi deduzido às vendas, considerando que a actual legislação assegura a sua recuperação em anos posteriores. No que respeita a licenças de CO2, a interpretação da EDP do RDL3/2006 está em linha com parecer prévio do regulador Espanhol (CNE), o que implicou a provisão de €32M para fazer face à potencial devolução das licenças de emissão de CO2 gratuitamente atribuídas à HC Energía para 2006. De acordo com a informação actualmente disponível, o governo espanhol deverá fixar os valores finais de défice tarifário e potencial devolução de licenças de emissão de CO2 durante o 2T07.



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha		
	2006	2005	Δ 06/05	2006	2005	Δ 06/05
Proveitos Operacionais	283,3	525,0	-46,0%	538,3	354,5	51,8%
Custos Directos da Actividade	333,9	581,0	-42,5%	588,8	508,5	15,8%
Margem Bruta	(50,7)	(56,0)	9,5%	(50,5)	(153,9)	67,2%
Margem Bruta/Proveitos	-17,9%	-10,7%	-7,2 pp	-9,4%	-43,4%	34,0 pp
Fornecimentos e serviços externos	15,3	12,4	22,7%	28,9	23,8	21,5%
Custos com pessoal	5,5	4,0	38,4%	5,3	5,8	-8,8%
Custos com benefícios sociais	0,4	0,4	-5,0%	0,2	0,1	5,1%
Rendas centros electroprodutores	0,0	0,0	-12,3%	-	-	-
Outros custos (proveitos) operac.	(0,5)	1,6	-	(15,4)	1,8	-
Custos Operacionais	20,7	18,4	12,2%	18,8	31,5	-40,1%
EBITDA	(71,3)	(74,4)	4,2%	(69,3)	(185,4)	62,6%
EBITDA/Proveitos	-25,2%	-14,2%	-11,0 pp	-12,9%	-52,3%	39,4 pp
Provisões para riscos e encargos	(3,0)	6,4	-	(3,3)	0,4	-
Amortizações	4,8	4,4	8,1%	2,5	4,2	-40,5%
Compensa. amort. activos subsid.	-	-	-	-	-	-
EBIT	(73,1)	(85,2)	14,3%	(68,5)	(190,0)	63,9%
EBIT/Proveitos	-25,8%	-16,2%	-9,6 pp	-12,7%	-53,6%	40,9 pp

Número de Trabalhadores	2006	2005	Δ 06/05
Trabalhadores			
Portugal	88	91	-3
Espanha	92	81	11



Venda de Electricidade a Clientes Liberalizados	2006	2005	Δ 06/05
Electricidade vendida (GWh)			
Portugal	10.708	12.240	-12,5%
Espanha	4.037	6.314	-36,1%
Espanha	6.671	5.926	12,6%
Quota de mercado			
Portugal	15%	11%	4 p.p.
Portugal	56%	66%	-9 p.p.
Espanha	10%	6%	5 p.p.
Número de clientes (mil)			
Portugal	84,8	13,3	6,4x
Portugal	22,6	9,2	145,2%
Espanha	62,2	4,1	15,2x
Preço de venda líquido (€/ MWh)			
Portugal	41	40	3,0%
Espanha	48	41	17,3%

O volume de electricidade vendida pelo grupo EDP nos mercados retalhistas liberalizados da Península Ibérica, caiu 12,5% para 10,708 GWh em 2006, reflectindo a diminuição da atractividade destes mercados tanto para comercializadores liberalizados como para a generalidade dos consumidores eléctricos, face à forte concorrência das baixas tarifas reguladas para clientes finais, que levaram à criação ao longo de 2006 de deficits tarifários significativos em ambos os sistemas regulatórios Ibéricos. No entanto, a não aditividade dos sistemas tarifários em ambos os países, e de uma forma mais marcada em Espanha, possibilitou a renegociação de contractos com clientes com perfis de consumo específicos a preços atractivos para a EDP e ainda assim competitivos face às tarifas reguladas existentes. O custo médio por MWh fornecido apresentou uma subida significativa reflectindo aumento dos preços dos contractos a prazo estabelecidos entre as comercializadoras liberalizadas e a produção liberalizada de electricidade do grupo EDP no mercado Ibérico.

ESPAÑA

Em Espanha, a existência de um sistema tarifário com baixa aditividade, possibilitou à HC Energia aumentar em 2006 tanto o volume fornecido em 12,6% para 6,671 GWh como o preço médio de venda líquido em 17,3% para €48/MWh, mesmo enfrentando a forte concorrência da reduzida tarifa final média que continuou a ser suportada pelo acumular de défices tarifários. A HC Energia conseguiu apresentar ofertas atractivas tanto para o Grupo EDP como para alguns clientes com perfis de consumo específicos. Este crescimento aconteceu tanto no segmento residencial, com um forte crescimento do número de clientes contratados através de ofertas combinadas de fornecimento de electricidade e gás, como no segmento de grandes consumidores, onde se destacou a contratação com a Renfe em Dez-05 do fornecimento de 1.500 GWh ao longo de 2006. Em termos de custos operacionais, o aumento de 15,5% dos custos com pessoal e serviços de terceiros estão relacionados com o crescimento do negócio no segmento residencial.

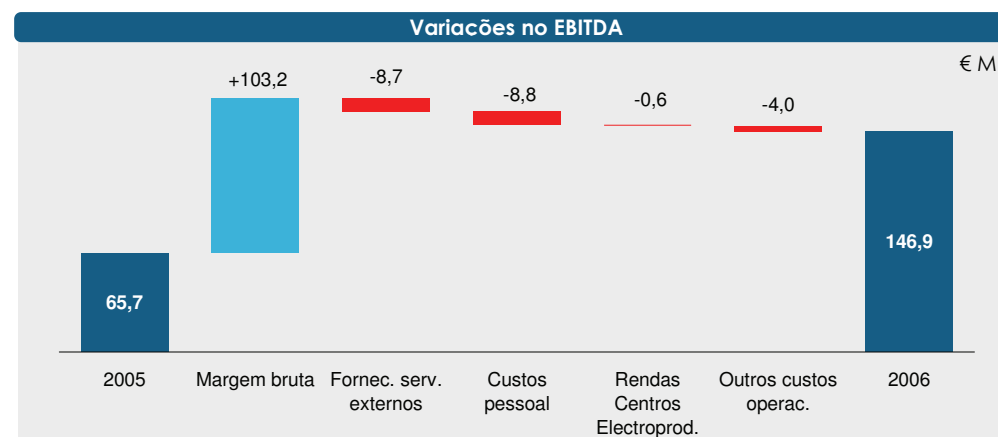
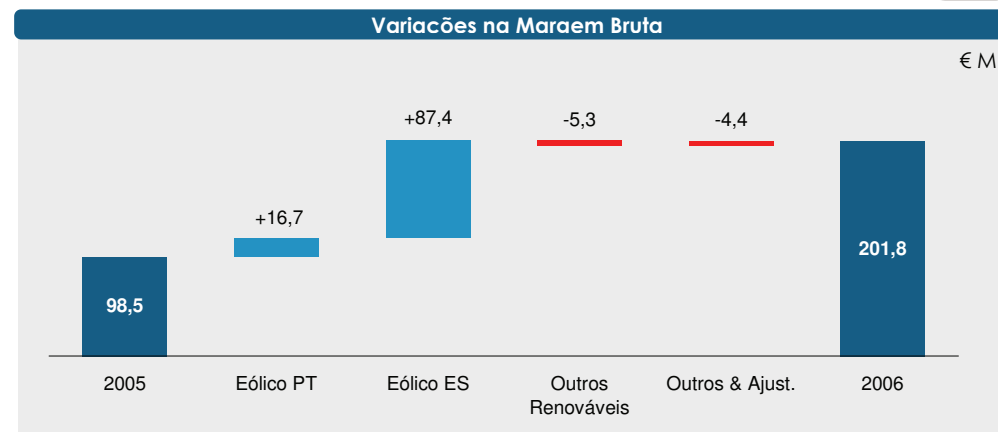
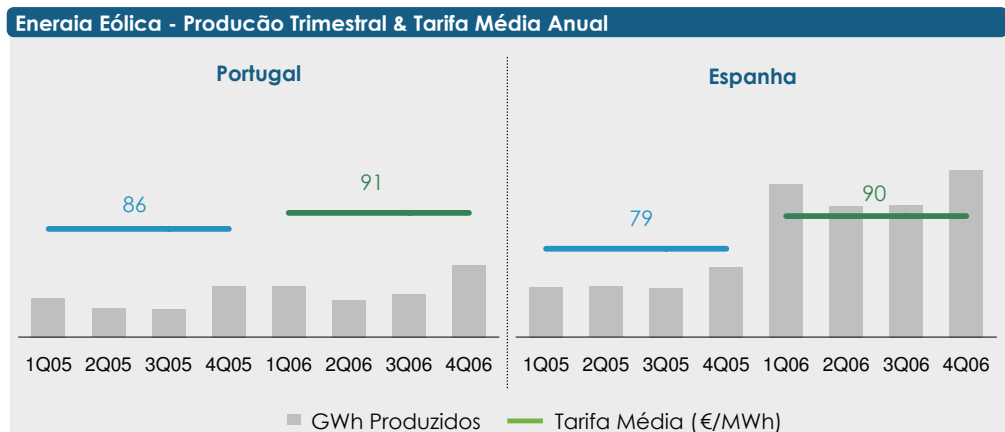
PORTUGAL

Após uma tendência crescente dos volumes contratados durante 2005, ao longo de 2006 a EDP manteve uma tendência decrescente dos volumes vendidos no mercado de retalho liberalizado em Portugal. Durante 2006, o termo de contratos de fornecimento em condições de pricing menos favoráveis, possibilitou a redução em 36% do volume vendido e uma subida de 3% do preço médio de venda líquido em relação a 2005. O número de clientes de retalho liberalizados aumentou 145% para 22.600 a Dez-06, no seguimento da liberalização do mercado residencial eléctrico em Portugal a partir de 4 de Setembro de 2006. A EDP Comercial foi o único comercializador liberalizado a apresentar uma oferta comercial para os consumidores eléctricos residenciais portugueses, a oferta 5D, que no final de 2006 tinha já 18.127 clientes. O lançamento da oferta comercial para o mercado liberalizado residencial implicou o aumento de custos com pessoal e serviços de terceiros em 27% em 2006. □



Resultados Financeiros (€ M)	2006	2005	Δ 06/05
Margem Bruta	201,8	98,5	104,8%
Custos Operacionais	54,9	32,9	67,1%
EBITDA	146,9	65,7	123,6%
EBIT	57,7	36,4	58,4%

• A NEO, empresa do Grupo EDP para a produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis, detém os activos da Enernova (parques eólicos em Portugal – detida a 100% pela NEO), Genesa (energias renováveis em Espanha – detida em 80% pela NEO e 20% pela Caja Madrid), Desa (parques eólicos em Espanha – adquirida em Dez-05 – detida em 80% pela NEO e 20% pela Caja Madrid), Agrupación Eólica (parques eólicos em Espanha e França – adquirida em Dez-06 e detida a 100% pela NEO) e GreenWind (parques eólicos na Bélgica – parceria com promotores locais na qual a NEO detém uma participação de 70%).



• O Grupo EDP tem vindo a investir substancialmente no negócio das energias renováveis. Em 2005, a empresa adquiriu: i) cinco parques eólicos à Tecneira, em Portugal – com uma capacidade instalada de 50 MW em operação e cerca de 70 MW em desenvolvimento até 2007 – dos quais 23 MW foram ligados à rede em 2006; ii) os parques eólicos de Ortiga e Safra/Coentral, em Portugal – Ortiga (12 MW) entrou em operação em Jun-06 e Safra/Coentral (42 MW) entrou em operação em Dez-06; iii) a Desa, em Espanha, com uma capacidade instalada de 274 MW (1) em operação e uma capacidade adicional de cerca de 1,030 MW em desenvolvimento – dos quais 46 MW entraram em operação no 3T2006 e 12 MW foram ligados à rede em Dez-06; a IDER, em Espanha, com 114 MW em desenvolvimento – dos quais 12 MW foram ligados à rede em Dez-06 sendo que o remanescente tem entrada em operação prevista no final de 2007 e v) e parques eólicos em França com uma capacidade de 30 MW em desenvolvimento com entrada em funcionamento prevista até ao final de 2007, dos quais 20 MW foram ligados à rede em Dez-06.

• Em Outubro de 2006, o Grupo EDP reforçou a visibilidade do seu pipeline – O agrupamento Eólicas de Portugal, no qual a EDP detém uma participação de 40%, ganhou o concurso público lançado pelo Governo Português para a construção de 1,200 MW de capacidade eólica (cuja entrada em funcionamento se prevê entre 2009 e 2012). Mais recentemente, em Dezembro de 2006, a EDP adquiriu um grupo de empresas designado por “Agrupación Eólica”, que actua no sector das energias renováveis em França e em Espanha e detém um portfólio de 1.199 MW (1) de capacidade, dos quais 155 MW já se encontram em operação. Adicionalmente, a NEO iniciou uma parceria para o desenvolvimento de 161 MW (1) de projectos Greenfield na Bélgica com a GreenWind, um promotor eólico local (70% NEO).

• No final de 2006, a NEO tinha uma capacidade instalada eólica bruta total de 1.568 MW (incluindo 155 MW da Agrupación Eólica), ou seja 8% acima do objectivo anunciado para o final de 2006. Encontram-se actualmente em construção 559 MW adicionais cuja entrada em funcionamento está prevista até finais de 2007 – 426 MW em Espanha, 86 MW em Portugal e 46 MW em França.

• A margem bruta e o EBITDA beneficiaram de um aumento da capacidade instalada através de aquisições (Desa – 224 MW e parques eólicos da Tecneira – 73 MW) e de crescimento orgânico em Portugal (88 MW) e em Espanha (270 MW), bem como de um aumento dos preços médios de venda da produção eólica.

⁽¹⁾ Capacidade Instalada Bruta



DR Operacional (€ M)	2006	2005	Δ 06/05
Proveitos Operacionais	249,1	127,6	95,2%
Custos Directos da Actividade	47,3	29,0	62,8%
Margem Bruta	201,8	98,5	104,8%
Margem Bruta/Proveitos	81,0%	77,2%	3,8 pp
Fornecimentos e serviços externos	30,7	22,0	39,6%
Custos com pessoal	14,0	5,2	169,0%
Rendas de centros electroprodutores	1,3	0,7	75,5%
Outros custos (proveitos) operacionais	8,9	4,9	-
Custos Operacionais	54,9	32,9	67,1%
EBITDA	146,9	65,7	123,6%
EBITDA/Proveitos	59,0%	51,5%	7,5 pp
Provisões para riscos e encargos	12,1	(0,0)	-
Amortizações	77,6	29,7	161,6%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,5)	(0,4)	-38,9%
EBIT	57,7	36,4	58,4%
EBIT/Proveitos	23,1%	28,5%	(5,4 pp)

Número de Empregados	2006	2005	Δ 06/05
Portugal	22	17	+ 5
Espanha	200	129	+ 71
Holding NEO & Outros	21	-	+ 21
Total	243	146	+ 97

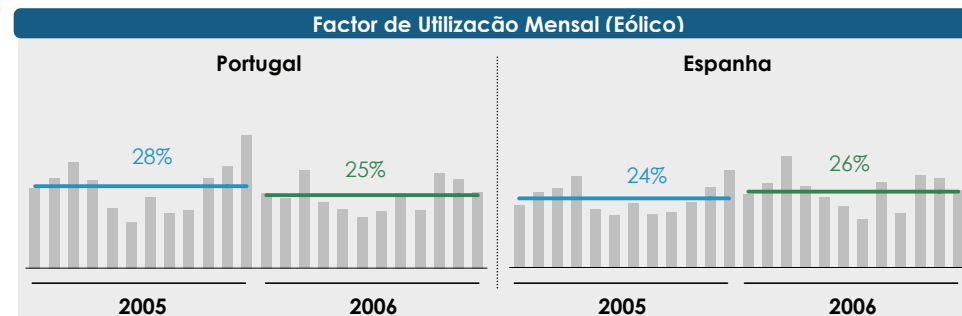
• No final de 2006, a capacidade instalada consolidada da NEO em energias renováveis totalizava 1.178 MW (1), dos quais 1,093 MW de capacidade eólica – 313 MW em Portugal, 760 MW em Espanha e 20 ME em França. Em Portugal, a compra em Dez-05 de parques eólicos à Tecneira (73 MW em operação em 2006), e a entrada em operação ou ligação à rede de alguns parques eólicos com uma capacidade instalada total de 88 MW permitiram à NEO aumentar a sua capacidade eólica em 162 MW. Em Espanha, a capacidade eólica da NEO aumentou em 494 MW devido à compra da Desa em 2005 (224 MW em operação) e à entrada em operação ou ligação à rede dos parques eólicos de 270 MW adicionais.

• Em 2006, a NEO produziu 2.253 GWh de electricidade (mais 78,0% do que no ano anterior), devido a um aumento da capacidade instalada bem como a um aumento das horas equivalentes de serviço dos parques eólicos que a EDP opera na Península Ibérica: i) em Espanha, as horas equivalentes de serviço aumentaram de 2,100 horas em 2005 para 2,309 horas em 2006; ii) em Portugal as horas equivalentes de serviço diminuíram de 2,463 horas em 2005 para 2,199 horas em 2006. De notar que a regulação Portuguesa possibilita uma estabilidade da margem bruta da actividade de produção eólica, uma vez que as tarifas por MWh são decrescentes com o aumento do número de horas de funcionamento anual.

• A margem bruta da NEO beneficiou dos aumentos da capacidade instalada e dos factores de utilização bem como de um aumento dos preços médios de venda da energia eólica produzida pelos nossos parques eólicos na Península Ibérica. Em 2006, a energia eólica produzida pelos nossos parques eólicos em Portugal e em Espanha foi vendida a um preço médio de €91/MWh e €90/MWh, respectivamente, o que compara com preços médios de €86/MWh e €79/MWh, respectivamente, para o ano 2005.

• Os fornecimentos e serviços externos aumentaram €8,7M no período, reflectindo: i) um aumento de €2,7M devido à consolidação da Desa pela primeira vez em 2006; e ii) um aumento de €3,4M nos custos de

Capacidade Instalada (MW)	2006	2005	Δ 06/05
Eólico	1.093	418	+675
dos quais in Portugal	313	151	+162
dos quais Espanha	760	266	+494
dos quais França	20	-	+20
Biomassa	82	76	+6
Resíduos & Biomassa	3	3	-
Total	1.178	497	+681



Electricidade Produzida (GWh)	2006	2005	Δ 06/05
Eólico - Portugal	483	349	38,5%
Eólico - Espanha	1.419	523	171,5%
Resíduos & Biomassa	349	390	-10,4%
Mini-Hídricas	2	5	-59,7%
Total	2.253	1.266	78,0%

Margem Bruta (€ M)	2006	2005	Δ 06/05
Eólico - Portugal	46,6	30,0	55,6%
Eólico - Espanha	131,2	43,8	199,5%
Resíduos & Biomassa	15,2	20,2	-25,0%
Mini-Hídricas	0,15	0,35	-58,3%
Outros & Ajust. Consolidação	8,6	4,2	105,7%
Total	201,8	98,5	104,8%

conservação e reparação dos parques eólicos existentes, sendo que o remanescente se deve essencialmente a um aumento nas despesas com rendas e alugueres. Os custos com pessoal aumentaram €8,8M no período devido aos aumentos salariais e a um aumento do número de trabalhadores (75 empregados com a compra da Desa). As provisões para riscos e encargos em 2006 incluem um impairment com vista à futura transferência dos activos de Resíduos e Biomassa para a HC Energia, que se espera que esteja concluída no 1T2007.

• O EBITDA aumentou €81,2M no período para €146,9M em 2006, o que representa uma margem EBITDA de 59,0% (+7,5 p.p. no período). Em 2006, excluindo as Mini-Hídricas e os Resíduos & Biomassa, que registaram margens EBITDA de 43,2% e 18,1%, respectivamente, o EBITDA proveniente do negócio das energias eólicas em Portugal e Espanha atingiu os €149,4M (ou 86,4% em percentagem do volume de negócios). As amortizações aumentaram de €29,7M em 2005 para €77,6M em 2006, devido essencialmente ao já mencionado aumento da capacidade instalada da NEO através de aquisições e crescimento orgânico.

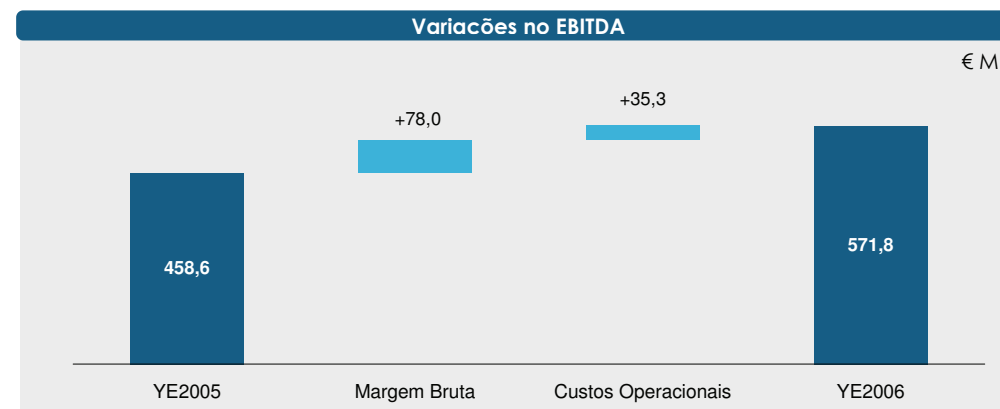
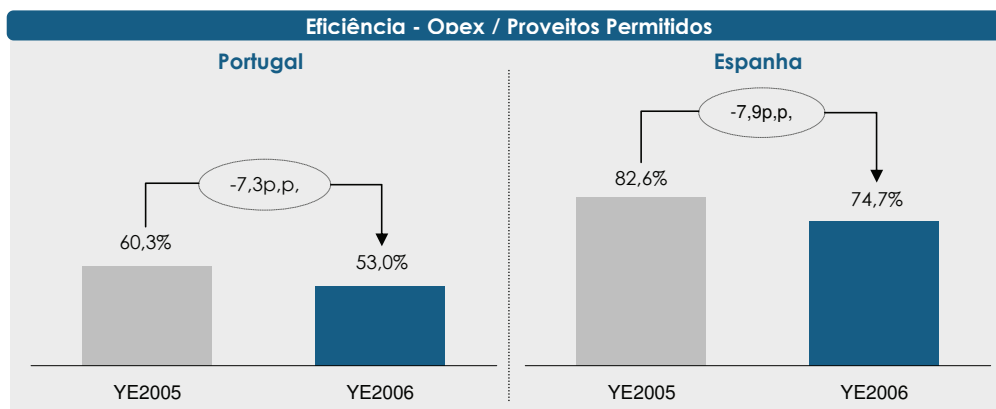
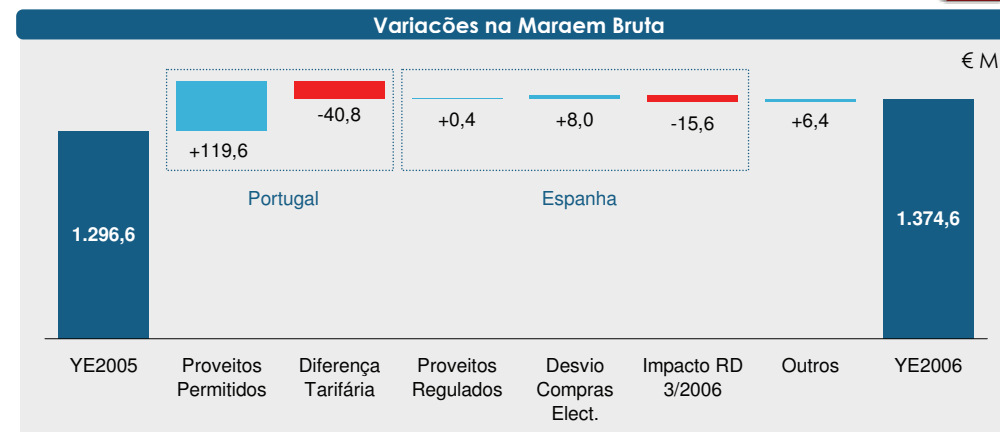
⁽¹⁾ Excluindo a Agrupación Eólica – Este grupo de empresas foi adquirido em Dezembro de 2006 pelo que não contribuiu para a Demonstração de Resultados da NEO em 2006.



Resultados Financeiros (€ M)	YE2006	YE2005	Δ 06/05
Margem Bruta	1.374,6	1.296,6	6,0%
Custos Operacionais	802,8	838,1	-4,2%
EBITDA	571,8	458,6	24,7%
EBIT	236,1	170,3	38,6%

• A actividade de distribuição na Península Ibérica abrange a EDP Distribuição, subsidiária do Grupo EDP que actua na actividades de distribuição e comercialização de electricidade dentro do sistema regulado em Portugal, e a empresa distribuidora da HC Energia, que actua no mercado de electricidade Espanhol.

• Em 2006, as empresas de distribuição do Grupo EDP detinham cerca de 6,5 milhões de clientes de electricidade no mercado regulado.



• A margem bruta para a actividade de distribuição do Grupo EDP na Península Ibérica aumentou 6,0% no período: i) em Portugal, os proveitos permitidos aumentaram 9,7% no período enquanto que a margem bruta de electricidade aumentou 6,8%, reflectindo-se num desvio tarifário de €117,9M a recuperar; e ii) em Espanha, a margem bruta inclui um impacto positivo de €8,0M dos desvios nos custos da electricidade comprada e um impacto negativo de €15,6M resultante da aplicação do RD 3/2006.

• O EBITDA na actividade de distribuição na Península Ibérica beneficiou de uma redução de 4,2% nos custos operacionais devido, por um lado, a uma forte redução dos custos comerciais na actividade de distribuição de electricidade em Portugal – resultado de uma crescente adesão à “conta certa” e da implementação da facturação bimestral – e por outro, a uma redução dos custos com benefícios sociais e com a reestruturação de recursos humanos.

• Em Portugal: i) em 2005, o aumento inesperado dos custos com combustíveis e dos volumes de produção em regime especial reflectiram-se num aumento significativo dos custos do sistema; e ii) em 2006 a ERSE procedeu a uma alteração no critério de repartição, pelos clientes de electricidade, do sobrecusto para a produção de energia eléctrica de origem renovável. Estes dois acontecimentos, conjugados com o facto do aumento médio para as tarifas em BT em 2006 estar limitado à inflação, originaram um défice tarifário de €399M, dos quais €125M foram atribuídos à EDPD.

• A 16 de Outubro de 2006, a ERSE propôs um aumento médio nas tarifas de electricidade de 12,4% para 2007, em conjunto com a recuperação do défice criado em 2006 num período de 3 anos. No entanto, em Nov-06, o Governo Português aprovou o DL 237-B/2006 fixando um limite de 6% ao aumento médio das tarifas em BT para 2007. Em consequência, a ERSE procedeu à revisão do aumento médio das tarifas de electricidade para 2007 e em Dez-06 a Entidade Reguladora divulgou um aumento médio de 6,2% das tarifas e reconheceu a existência de um défice adicional de €79M para o sistema – criado pelo limite de 6% ao aumento médio das tarifas em BT – dos quais €49M foram atribuídos à EDPD. O DL aprovado pelo Governo Português em Nov-06 reconhece o recebimento dos défices tarifários num período de 10 anos, com início em 2008, e permite a securitização daqueles montantes. Assim, a EDPD reconheceu nas vendas de electricidade o défice de 2006 (€125M) e contabilizou-o como activo.



Consumidores de Electricidade (mil)	YE2006	YE2005	Δ 06/05
Regulado	5.961,7	5.894,1	67,6
Não-regulado	26,2	13,2	13,0
Consumidores de Electricidade	5.987,9	5.907,4	80,5

Electricidade Distribuída (GWh)	YE2006	YE2005	Δ 06/05
Muito Alta Tensão	1.417	1.302	8,9%
Alta Tensão	5.456	5.293	3,1%
Média Tensão	14.409	13.579	6,1%
Baixa Tensão	24.131	23.610	2,2%
Electricidade Distribuída	45.414	43.784	3,7%
dos quais: de acesso	7.161	9.621	-25,6%

Vendas de Electricidade e Maraem Bruta (€ M)	YE2006	YE2005	Δ 06/05
Vendas de Electricidade	4.263,0	3.737,6	14,1%
Compras de Electricidade	3.026,8	2.580,2	17,3%
Margem Bruta de Electricidade	1.236,2	1.157,4	6,8%
Proveitos Permitidos	1.354,1	1.234,5	9,7%
Diferença Tarifária a Recuperar/(Devolver)	117,9	77,1	53,0%

• Em 2006, a electricidade distribuída apresentou um crescimento anual de 3,7% para 45,4 TWh. Os segmentos de AT e MT beneficiaram dos consumos de energia dos co-geradores no sistema regulado (+0,7 p.p.) que optaram por vender ao sistema toda a energia produzida à tarifa de regime especial, de forma a beneficiar do diferencial de preço existente entre os dois regimes. Excluindo o impacto dos co-geradores bem como o efeito temperatura (-0,6 p.p.) o consumo de electricidade teria aumentado 3,6%.

• O número de clientes no mercado liberalizado quase duplicou no período devido à liberalização total o consumo no segmento de BT que se tornou efectiva em Set-06. No entanto, o consumo dos clientes residenciais no mercado liberalizado não foi suficiente para compensar a tendência de transferência de alguns clientes industriais para o sistema regulado no seguimento de um aumento dos preços praticados no mercado liberalizado. Em consequência, os volumes de electricidade distribuída aos clientes do mercado liberalizado diminuíram 25,6% no período, para 7,2 TWh em 2006 (ou 5,9% no último trimestre).

• Os proveitos permitidos da EDPD aumentaram 9,7% no período:

a) Os proveitos permitidos para o Uso da Rede de Distribuição (URD) aumentaram 4,7%, devido a um aumento da electricidade distribuída. De notar que aquando da revisão tarifária para o ano 2006, a ERSE alterou a formula de calculo para os proveitos permitidos do URD através da introdução de uma componente fixa (€402,6M em 2006), independente dos volumes de electricidade distribuídos, reduzindo assim a exposição da EDPD ao risco de desvios na procura de electricidade em Portugal;

Proveitos Permitidos (€ M)	YE2006	YE2005	Δ 06/05
Componente Fixa URD: AT/MT (€ M)	136,4	-	-
Proveito unitário URD: AT/MT (€ / MWh)	5,6	8,3	-32,3%
Energia entregue no SEP/SENV: AT/MT (GWh)	45.548	43.998	3,5%
Componente Fixa URD: BT (€ M)	266,2	-	-
Proveito unitário URD: BT (€ / MWh)	13,6	24,5	-44,4%
Energia entregue no SEP/SENV: BT (GWh)	24.132	23.610	2,2%
Proveitos permitidos para a actividade de URD	986,0	941,6	4,7%

Valor médio dos activos afectos à CREDES (liqº de amortiz.)	246,2	277,7	-11,3%
Remuneração para os activos afectos à CREDES (%)	8,0	8,5	-5,9%
Amortizações dos activos afectos à CREDES	43,4	47,6	-8,8%
Custos anuais de estrutura comercial afectos à CREDES	71,1	58,6	21,3%
Proveitos permitidos para a actividade de CREDES	134,2	129,8	3,4%

Valor médio dos activos afectos à CSEP (liqº de amortiz.)	15,9	49,0	-67,5%
Remuneração para os activos afectos à CSEP (%)	8,0	8,5	-5,9%
Amortizações dos activos afectos à CSEP	2,1	6,5	-67,8%
Custos anuais de estrutura comercial afectos à CSEP	67,2	67,5	-0,5%
Proveitos permitidos para a actividade de CSEP	70,6	78,2	-9,8%

Incentivos	15,9	3,2	-
Ajust. tarif. ano t-2 para URD, CSEP e CREDES	36,7	16,3	125,2%
Ajust. tarif. anos t-1 & t-2 na Compra e Venda de Energia	86,5	27,6	213,7%
Recuperação Custos PAR	24,1	37,7	-36,1%

Total Proveitos Permitidos	1.354,1	1.234,5	9,7%
-----------------------------------	----------------	----------------	-------------

b) Os proveitos permitidos para as actividades de Comercialização de Redes (CREDES) e Comercialização no SEP (CSEP) reflectem: i) uma redução de 50pb na taxa de retorno dos activos afectos a estas actividades; ii) uma menor base de activos regulada, no seguimento da transferência de alguns activos para a EDP Soluções Comerciais – empresa criada em 2005 para a gestão dos sistemas comerciais, o fornecimentos de serviços comerciais à EDPD e EDPC, e para possibilitar a captura de sinergias nas actividades de comercialização bem como um controlo dos custos comerciais num ambiente cada vez mais competitivo. A ERSE aceitou como custos controláveis da EDPD a remuneração e amortização daqueles activos, o que se reflectiu num aumento de 9,7% dos custos da estrutura comercial para as actividades de CREDES e CSEP;

c) Os proveitos permitidos em 2006 incluem também €123,2M relativos à recuperação de custos incorridos em anos anteriores, €24,1M relativos à recuperação dos custos relacionados com o Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) da EDPD e €15,9M relativos a incentivos diversos, nomeadamente de redução de perdas e de gestão da procura.

• Os custos com as compras de electricidade aumentaram 17,3% no período, devido: i) a um aumento de 2,9% da electricidade entregue na rede de distribuição; ii) a um aumento da parcela relativa às compras de energia aos Produtores em Regime Especial; iii) a um aumento dos custos com combustíveis e iv) a um aumento na tarifa média de Uso Global do Sistema.



DR Operacional (€ M) | YE2006 | YE2005 | Δ 06/05

Proveitos Operacionais	4.289,0	3.767,6	13,8%
Custos Directos da Actividade	3.041,8	2.594,2	17,3%
Margem Bruta	1.247,2	1.173,4	6,3%
Margem Bruta/Proveitos	29,1%	31,1%	-2,1 pp
Fornecimentos e serviços externos	240,1	255,0	-5,9%
Custos com pessoal	185,7	181,1	2,5%
Custos com benefícios sociais	97,2	128,9	-24,6%
Rendas de concessão	211,4	201,4	5,0%
Outros custos (proveitos) operacionais	(17,0)	(22,5)	24,7%
Custos Operacionais	717,4	744,0	-3,6%
EBITDA ⁽¹⁾	529,8	429,4	23,4%
EBITDA/Proveitos	12,4%	11,4%	1,0 pp
Provisões para riscos e encargos	57,0	5,4	948,7%
Amortizações	334,6	332,7	0,6%
Compensação amort. activos subsidiados	(83,9)	(80,0)	-4,8%
EBIT	222,0	171,3	29,6%
EBIT/Proveitos	5,2%	4,5%	0,6 pp

Número de Empregados | YE2006 | YE2005 | Δ 06/05

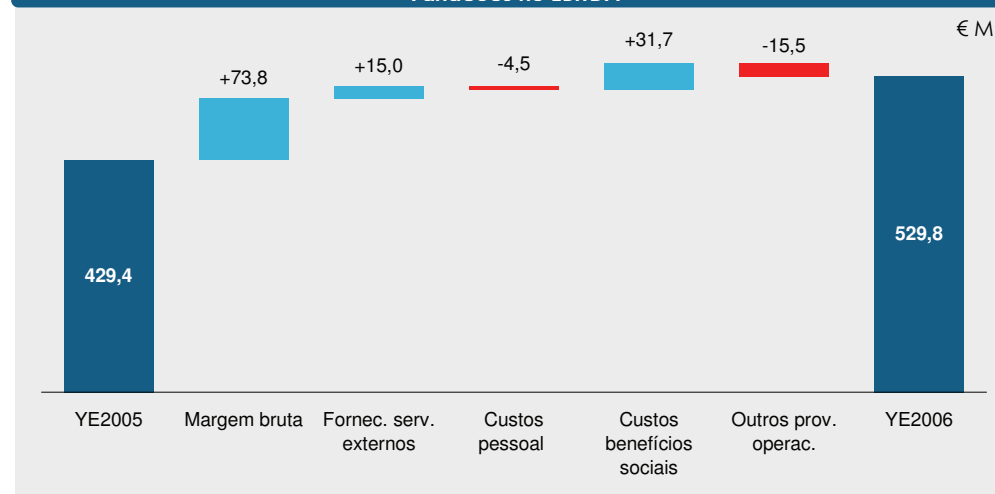
Número de Empregados	5.168	5.322	-154
GWh Distribuidos / Trabalhador	8,79	8,23	6,8%
Clientes / Trabalhador	1.154	1.108	4,2%

• A margem bruta de electricidade ficou €117,9M abaixo do proveito permitido para o período, dos quais:

a) €89,5M resultam de elevados custos com as compras de electricidade: i) €43,1M devem-se ao facto de as compras de energia aos produtores em regime especial terem sido inferiores às estimadas pela ERSE aquando da fixação das tarifas para o ano 2006, implicando a recuperação pela EDPD de parte da componente fixa dos custos com compras de electricidade cobrada pela REN e relacionada com a produção em regime especial, enquanto que a EDPD teve que satisfazer os consumos através da compra de energia adicional ao sistema regulado; e ii) €46,4M resultam do facto de a ERSE não ter previsto o aumento do consumo regulado proveniente do regresso dos clientes de MT/BTE do mercado liberalizado para o mercado regulado, implicando que este aumento no consumo tivesse que ser satisfeito através de um aumento nas compras de electricidade, nomeadamente através de compras em mercado (“parcela livre”), que também não foi incorporada nas tarifas de 2006;

b) O remanescente deve-se ao facto de os clientes de MT/BTE que estão a regressar para o sistema regulado beneficiarem de tarifas de electricidade inferiores em termos médios, não possibilitando o “pass-through” imediato para as tarifas de todos os custos com as compras de electricidade que a empresa teve que suportar para satisfazer esta procura adicional.

Varições no EBITDA



• Os fornecimentos e serviços externos diminuíram 5,9% no período, devido: i) a uma redução de €15,3M nos custos comerciais resultado, por um lado, de uma diminuição das despesas de instalação no seguimento do “re-branding” da rede de lojas da EDPD em 2005, e por outro, de uma redução dos custos com serviços de corte, cobrança e correios, sendo esta resultado de um aumento de 22% do número de clientes que aderiu à “Conta Certa” (1,5 milhões de clientes a Dez-06) e do facto de, em 2006, a facturação ter passado a ser bimestral em vez de mensal; e ii) a uma redução de €10,4M nos custos com tecnologias de informação. De entre as rubricas de custo que apresentaram uma subida, destacam-se os custos de gestão cobrados pela EDP, S.A. e EDP Valor – que aumentaram em €3,5M – os custos com formação profissional – que cresceram €3,5M – bem como alguns custos de O&M e prémios de seguro.

• O número de empregados afectos à actividade de distribuição em Portugal em 2006 totalizava os 5.168 colaboradores (dos quais 694 estavam afectos à EDP Soluções Comerciais), o que representa uma redução de 154 trabalhadores entre 2005 e 2006. Esta redução foi alcançada através do Programa de Ajustamento de Efectivos (PAE) iniciado em 2006 – 103 reformas e pré-reformas – e que é parte integrante do já anunciado programa de corte de custos no Grupo EDP para o período 2006-2010. Adicionalmente, realizaram-se algumas pré-reformas fora do âmbito do PAE e alguns empregados foram transferidos para outras empresas do Grupo EDP.

• Os custos com Pessoal aumentaram 2,5% no período (ou 1,4% excluindo a capitalização dos custos com pessoal ou os custos com indemnizações) devido a um aumento médio salarial de 2,7% para o ano 2006, que mais do que compensou as poupanças conseguidas através da redução do número de trabalhadores.

• Os custos com benefícios sociais diminuíram €31,7M no período, devido essencialmente a uma redução de €25,3M nos prémios para pensões, consequência do estudo actuarial realizado para o ano 2006 e de um aumento do retorno dos activos do Fundo de Pensões. De notar que em 2005, a EDPD contabilizou um custo não recorrente de €29,5M (VAL) relacionado com a redução de 119 empregados que deixaram a empresa a Dez-05 no âmbito do Programa de Apoio à Reestruturação levado a cabo em 2005, enquanto o custo não recorrente do PAE do ano 2006 totalizou €24,7M (VAL).

⁽¹⁾ O EBITDA normalizado (i.e. excluindo as diferenças tarifárias, os ajustamentos tarifários t-2 e t-1 e a recuperação dos custos com o PAR) é de €584,5M em 2006 vs. €421,7M em 2005.



DR Operacional (€ M)	YE2006	YE2005	Δ 06/05
Proveitos Operacionais	127,5	152,9	-16,6%
Custos Directos da Actividade	0,0	29,7	-99,9%
Margem Bruta	127,5	123,2	3,4%
Margem Bruta / Proveitos	100,0%	80,6%	19,4p.p.
FSEs	53,6	49,5	8,4%
Custos Pessoal	24,8	34,2	-27,6%
Custos Benefícios sociais	1,2	1,0	22,4%
Outros custos (proveitos) operacionais	5,8	9,4	-38,2%
Custos Operacionais	85,4	94,1	-9,2%
EBITDA	42,1	29,2	44,2%
EBITDA / Proveitos	33,0%	19,1%	13,9p.p.
Provisões para riscos e encargos	4,1	-	-
Amortizações do exercício	26,1	32,1	-18,8%
Compensação amort. activos subsidiados	(2,2)	(2,0)	-10,4%
EBIT	14,1	(1,0)	-
EBIT / Proveitos	11,1%	-0,6%	11,7p.p.

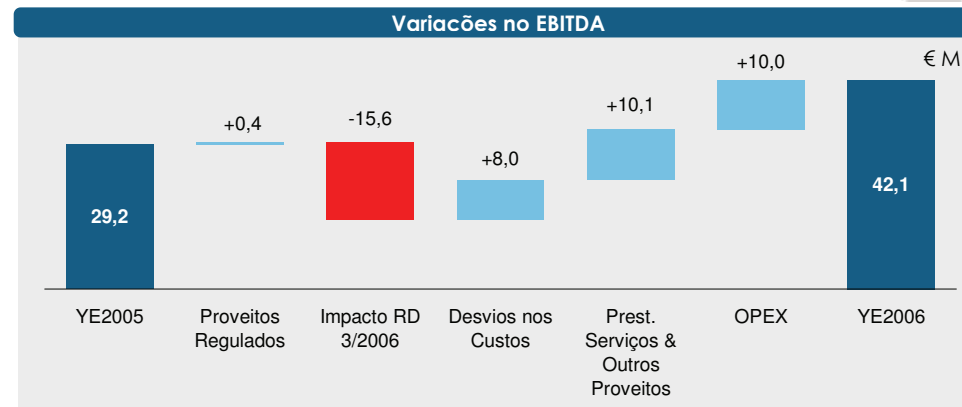
• Em 2006, a totalidade da electricidade distribuída em Espanha foi adquirida às produtoras da HC Energia, o que de acordo com as normas internacionais de contabilidade levou à anulação dos custos com as compras de electricidade por contrapartida das respectivas vendas.

• A margem bruta da actividade de distribuição em Espanha aumentou 3,4% para €127,5M em 2006 no seguimento: i) de um aumento de €0,4M da remuneração para as actividades reguladas reconhecida na tarifa de 2006; ii) de um impacto positivo de €8,0M dos desvios nos custos da electricidade comprada; iii) de um impacto negativo de €15,6M resultante da aplicação do RD 3/2006, de acordo com a interpretação feita (agora contabilizados em custos directos) e iv) de um aumento de €10,1M nas prestações de serviços e outros proveitos operacionais:

a) Os proveitos regulados aumentaram 0,4% de acordo com o que está reconhecido nas tarifas de 2006. Para 2007, de acordo com o RD 1634/2006, que estabelece os proveitos das actividades reguladas no negócio da electricidade em Espanha, dos €3.571,1M atribuídos à actividade de distribuição, €123,1M ou 3,4% foram atribuídos à HC Energia, o que representa um aumento anual de 25%.

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

c) o RD 3/2006 aprovado em 24 de Fevereiro de 2006, considera que a partir de Março de 2006, as vendas de electricidade da geração e as compras da distribuição, efectuadas simultaneamente pelo



Consumidores de Electricidade (milhares)	YE2006	YE2005	Δ 06/05
Regulados	542	565	-4,1%
Não-regulados	61	20	206,3%
Consumidores de Electricidade	603	585	3,1%

Electricidade Distribuida (GWh)	YE2006	YE2005	Δ 06/05
Alta Tensão	5.874	5.788	1,5%
Média Tensão	1.215	1.116	8,9%
Baixa Tensão	2.461	2.343	5,0%
Electricidade Distribuida	9.550	9.247	3,3%
dos quais: de acesso	1.366	1.562	-12,5%

Proveitos Reaulados (€ M)	YE2006	YE2005	Δ 06/05
Transporte	8,6	7,8	10,3%
Distribuição	98,2	98,7	-0,6%
Comercialização	7,6	7,4	2,1%

Proveitos Regulados	114,3	113,9	0,4%
----------------------------	--------------	--------------	-------------

Número de Empreadados	YE2006	YE2005	Δ 06/05
Número de empregados	395	401	-6
GWh Distribuidos/ Empregados	24,18	23,06	4,8%
Clientes / Empregados	1.527	1.459	4,7%

mesmo grupo empresarial, são liquidadas a um preço provisório de €42,35/MWh (custo médio da geração convencional incluído na tarifa de 2006). As compras de electricidade da actividade de distribuição da HC Energia que foram liquidadas com geração própria ascenderam a 1.512 GWh. O impacto desta medida (-€15,6M) é contabilizado na actividade de distribuição como sendo a diferença entre o preço desta electricidade e os €42,35/MWh.

• Os custos operacionais diminuíram 9,2% no período devido a uma redução nos custos com pessoal no seguimento da contabilização em 2005 de um custo não recorrente de €10,0M relacionados com a reestruturação de recursos humanos. Em conclusão, o EBITDA aumentou 44,2% no período para 42,1M em 2006.

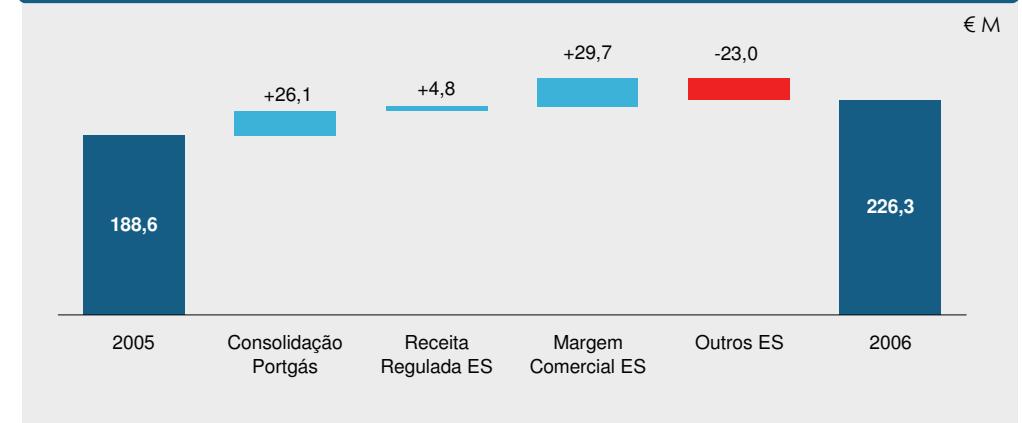


Resultados Financeiros (€ M) | 2006 | 2005 | Δ 06/05

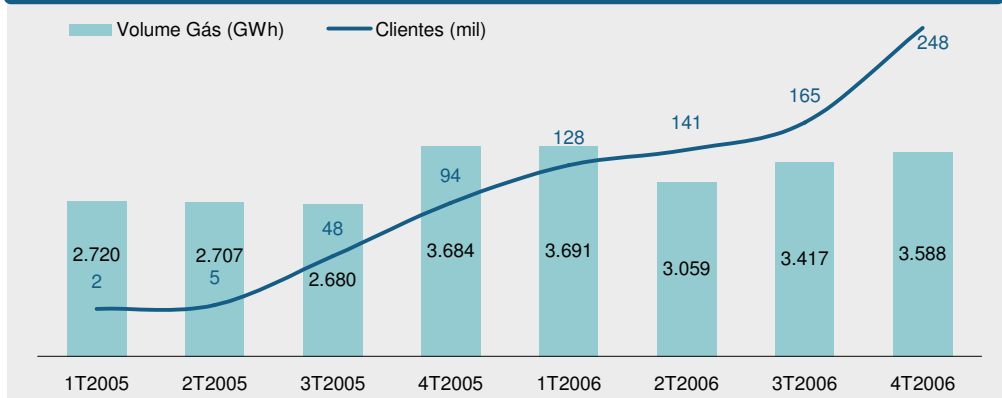
Margem Bruta	226,3	188,6	19,9%
Regulada	180,0	173,5	3,8%
Liberalizada	46,3	15,2	205,2%
Custos Operacionais	81,5	65,2	25,0%
EBITDA	144,8	123,4	17,3%
EBIT	110,2	89,5	23,2%

• A actividade de gás da EDP na Península Ibérica está centrada, principalmente no segmento da distribuição regulada, onde tem uma quota de mercado de 7,7%(1) e um número total de clientes de aproximadamente 800.000. A Naturgas tem vindo a aumentar a sua presença no mercado no mercado liberalizado espanhol. Os activos da EDP neste negócio são: a Naturgas em Espanha (56,2% controlada pela HC Energia) e em Portugal a Portgás (72,0%; consolidada integralmente) e Setgás (19,8%; consolidada por equivalência patrimonial).

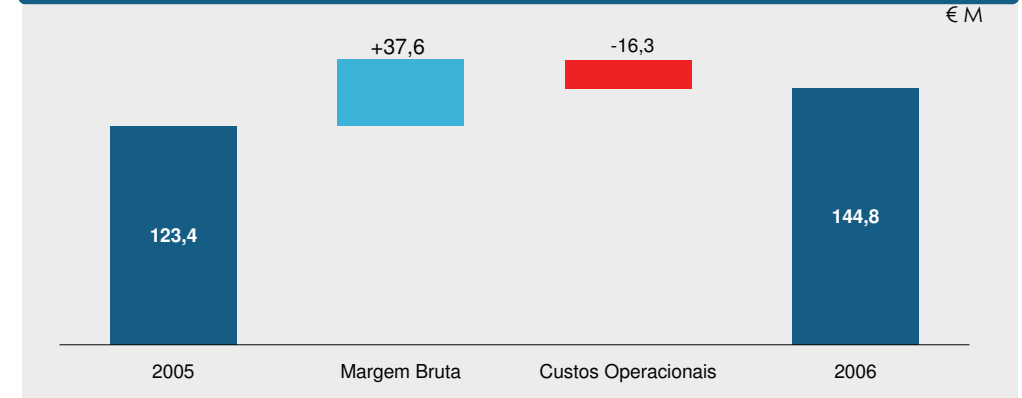
Variacões na Margem Bruta



Mercado Liberalizado - Volumes & Clientes



Variacões no EBITDA



• Em Abril de 2006, a EDP concluiu a operação de reforço das participações na Portgás de 59,6% para 72,0% e na Setgás de 10,1% para 19,8% respectivamente, após a não oposição por parte da Autoridade Portuguesa da Concorrência à aquisição das participações indirectas da Endesa nestas empresas. Esta operação fortaleceu a posição da EDP no mercado do gás Português onde se espera um aumento do número de clientes com a liberalização. Em Maio de 2006, a Naturgas concluiu a aquisição dos restantes 50% do capital social da Bilbogas, após ter sido aprovado pelas autoridades competentes, e em Setembro de 2006, a Naturgas assinou um acordo para a aquisição dos restantes 50% do capital social da Gasnalsa. Este acordo permite à Naturgas dar mais um passo importante com vista a reforçar a sua posição de operador energético integral e líder no sector do gás do País Basco.

• Em Espanha, através da Naturgas, a EDP alterou a sua imagem comercial e lançou uma forte campanha de marketing para promover a oferta integrada de electricidade e gás e capturar novos clientes no mercado liberalizado. O forte aumento em clientes (+153,621) e no volume de gás vendido (+1,965 GWh) em mercado reflecte o sucesso obtido pela Naturgas.

• No 1T2006, a actividade em mercado liberalizado da Naturgas foi afectada por uma necessidade extraordinária de aquisição de gás no mercado spot a preços mais elevados do que os preços estabelecidos nos actuais contratos de sourcing. Isto levou a um custo adicional não recorrente de €15M, com impacto negativo na margem bruta.

⁽¹⁾ Excluindo o gás distribuído para o sector eléctrico.

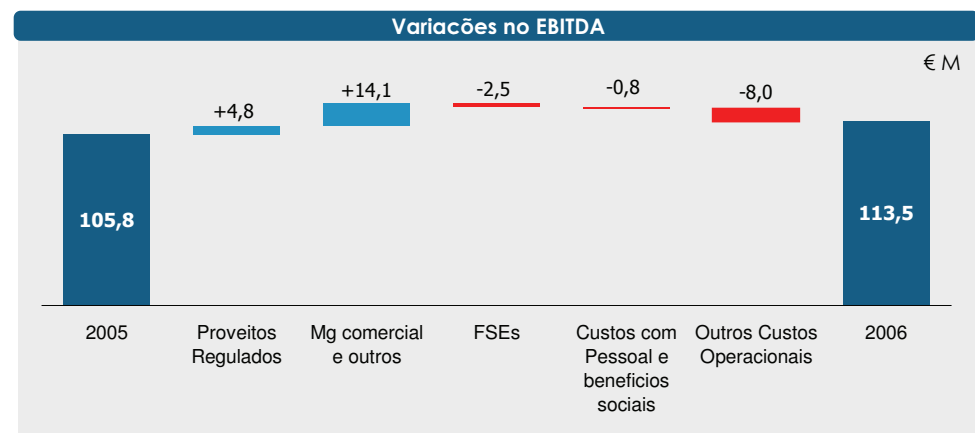


DR Operacional (€ M)	2006	2005	Δ 06/05
Proveitos Operacionais	1.032,2	668,4	54,4%
Custos Directos da Actividade	849,7	504,8	68,3%
Margem Bruta	182,5	163,6	11,6%
Margem Bruta / Proveitos	17,7%	24,5%	-6,8 pp
FSEs	36,3	33,8	7,3%
Custos Pessoal	22,4	21,6	3,8%
Custos Benefícios sociais	0,3	0,4	-10,0%
Outros custos (proveitos) operacionais	9,9	2,0	404,9%
Custos Operacionais	69,0	57,8	19,4%
EBITDA	113,5	105,8	7,3%
EBITDA / Proveitos	11,0%	15,8%	-4,8 pp
Provisões para riscos e encargos	-0,0	-0,0	100,0%
Amortizações do exercício	33,5	32,4	3,5%
Compensação amort. activos subsidiados	-1,5	-1,7	11,8%
EBIT	81,6	75,2	8,5%
EBIT / Proveitos	7,9%	11,3%	-3,3 pp

Número de Empregados	2006	2005	Δ 06/05
Número de empregados	319	334	-15
GWh vendidos/ Empregados	78,3	72,1	8,6%
Clientes / Empregados	2.493	1.911	30,5%

Actividade Reaulada	2006	2005	Δ 06/05
Número Clientes (mil)	641,3	599,9	6,9%
Volume Gás (GWh)	20	22	-8,5%
Receita Regulada (€ M)	136,2	131,4	3,7%
Transporte	16,4	11,7	40,9%
Distribuição	110,5	109,1	1,3%
Comercialização	9,3	10,7	-13,0%

Actividade Liberalizada	2006	2005	Δ 06/05
Número clientes (mil)	248,1	94,5	162,6%
Fornecimento de Gás (GWh)	14	12	16,7%
Margem Venda (€ / MWh)	0,1	-0,7	-



• Na actividade de gás em Espanha, as receitas reguladas representam 75% da margem bruta, reflectindo a estabilidade dos cash flows desta área de negócio. O crescimento de 11,6% da margem bruta é explicado por:

- Aumento de 3,7% dos proveitos regulados devido a:

- aquisição dos restantes 50% do capital das distribuidoras de gás locais Bilbogas (consol. integral desde Jan-06) e Gasnalsa (consol. integral desde Nov-06) e aumento de 4% da rede de distribuição para 4.756kms
- crescimento de 44% dos proveitos regulados de transporte de gás devido ao reconhecimento em 2006 com efeito retroactivo desde 2004 da rede da Septentrional Gas como rede primária.
- redução em 8,5% do volume de gás distribuído, afectado pela saída da central térmica de Santutzi da nossa rede de distribuição

- Crescimento de 44% (€14m) da margem bruta das actividades em mercado devido a:

- aumento dos volumes de gás vendido a clientes liberalizados com melhores condições no preço de venda em comparação com os custos dos contratos de fornecimento de gás da Naturgás (+€30M). Este é o resultado: (a) do sucesso conseguido pela Naturgás com o lançamento, em meados de 2005, da oferta integrada de electricidade e gás para pequenos clientes, o que também permitiu à empresa manter os clientes que se transferiram do mercado regulado para o não regulado, e (b) da renegociação dos contratos existentes com os grandes clientes.
- uma insuficiência de gás no início de 2006 levou a compras excepcionais e não recorrentes de gás no mercado spot a um preço superior ao dos actuais contractos da Naturgas, o que se traduziu num impacto negativo, não recorrente, de €15M na margem bruta, já reflectido nas contas do 1T2006.

• Os custos operacionais aumentaram 19,4% devido: i) a FSE que cresceram 7,3% por efeito principalmente da consolidação integral da Bilbogas e Gasnalsa ii) aumento de outros custos relacionado com as actividades de fornecimento de gás em mercado livre, nomeadamente o aumento dos custos regulatórios devido a regras mais rígidas relativamente ao armazenamento de gás (+€5M) e aumento das taxas locais em consequência do crescimento das vendas de gás (+€2,5M).

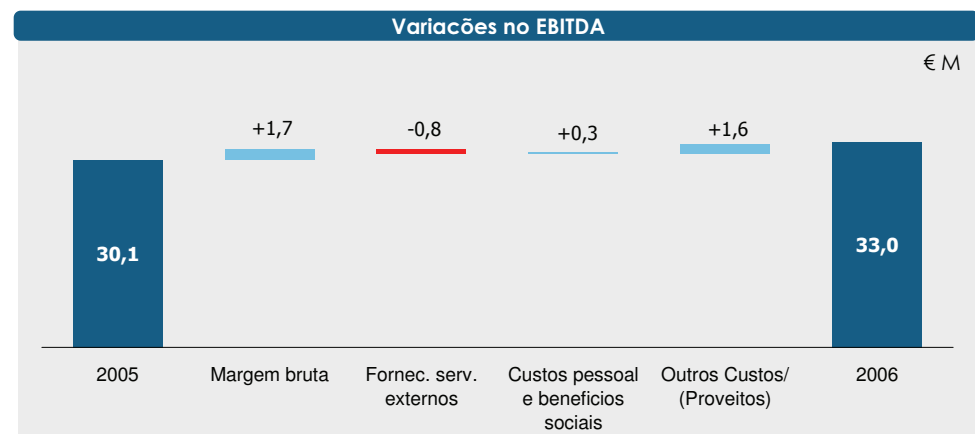


DR Operacional (€ M)	2006	2005	Δ 06/05
Proveitos Operacionais	96,2	82,3	16,9%
Custos Directos da Actividade	52,4	40,3	30,2%
Margem Bruta	43,8	42,1	4,1%
Margem Bruta / Proveitos	45,5%	51,1%	-5,6 pp
FSEs	7,1	6,3	11,9%
Custos com o pessoal e com benefícios sociais	4,3	4,6	-6,5%
Outros custos (proveitos) operacionais	(0,5)	1,0	-
Custos Operacionais	10,8	12,0	-9,4%
EBITDA	33,0	30,1	9,5%
EBITDA / Proveitos	34,3%	36,6%	-2,3 pp
Provisões para riscos e encargos	(0,1)	0,2	-
Amortizações do exercício	8,1	7,4	9,0%
Compensação amort. activos subsidiados	(1,2)	(2,1)	42,4%
EBIT	26,2	24,5	6,8%
EBIT / Proveitos	27,2%	29,8%	-2,6 pp

Número de Empregados	2006	2005	Δ 06/05
Número de empregados	110	110	0
GWh / Empregados	20,85	19,62	6,2%
Cientes / Empregados	1.465	1.338	9,5%

Número de Clientes de Gás*	2006	2005	Δ 06/05
Residencial	157.738	144.242	9,4%
Serviços	3.042	2.633	15,5%
Industrial	360	335	7,5%
Total Clientes de Gás	161.140	147.210	9,5%

Volume de Gás Distribuído (GWh)	2006	2005	Δ 06/05
Residencial	609	617	-1,3%
Serviços	372	335	11,2%
Industrial	1.312	1.207	8,7%
Total Gás Distribuído	2.293	2.158	6,2%



• Em Setembro de 2005, a EDP assinou um contrato com a Endesa para o reforço da sua participação na Portgás para 72%. Esta operação foi aprovada pela Autoridade da Concorrência Portuguesa em Abril de 2006.

• O volume de gás distribuído pela Portgás aumentou 6,2%, para 2.293 GWh no final de 2006, comparados com 2.158 GWh no período homólogo. Os segmentos dos serviços e industrial foram aqueles que mais contribuíram para este aumento, com crescimentos de 11,2% e 8,7% respectivamente.

• Os proveitos de gás atingiram os €94,3M – dos quais €89,1M em gás natural (GN) e €5,2M em gás propano (GPL) – o que corresponde a um aumento de 17,4% face ao ano de 2005. Este crescimento deve-se ao aumento do preço de venda unitário bem como do volume de gás distribuído. Da mesma forma, a margem bruta aumentou 4,1% e atingiu os €43,8M, sendo que o EBITDA cresceu 9,5% para os €33,0M no final de 2006.

• Em Setembro de 2006 foi aprovada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (“ERSE”) uma nova regulação para o sector do gás, com o intuito de preparar o processo de liberalização. A actividade de distribuição de gás será remunerada através da metodologia base de activos regulados (“BAR”) vezes remuneração sobre o activo (“ROA”). No entanto, os parâmetros (“BAR” e “ROA”) associados a esta nova regulação não estão ainda definidos e serão apenas anunciados durante 2007, sendo implementados a partir do 2º semestre de 2008.



Resultados Financeiros | 2006 | 2005 | Δ 06/05

R\$ Milhões

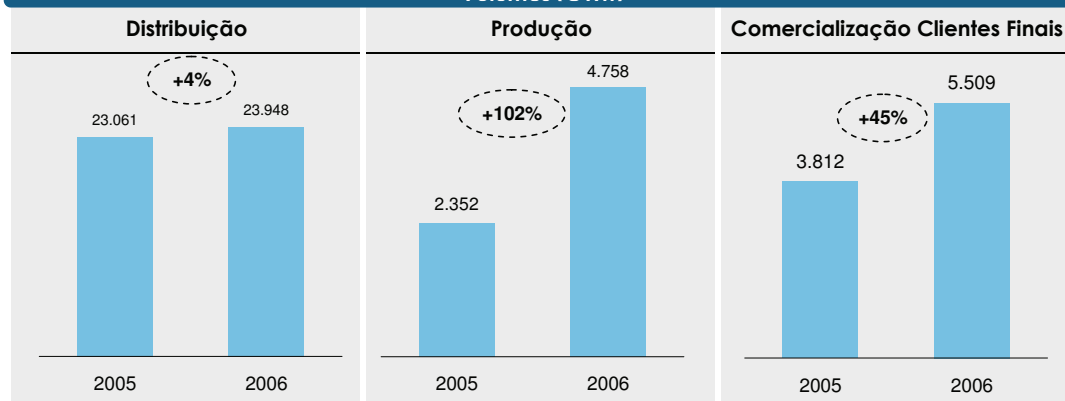
Margem Bruta	2.051,3	1.910,6	7,4%
Custos Operacionais	866,4	663,7	30,5%
EBITDA	1.184,8	1.246,9	-5,0%
EBIT	906,9	1.029,9	-11,9%

€ Milhões

Margem Bruta	751,2	631,8	18,9%
Custos Operacionais	317,3	219,5	44,6%
EBITDA	433,9	412,3	5,2%
EBIT	332,1	340,6	-2,5%

• A Energias do Brasil (62,4% detida pela EDP) teve no início da actividade comercial da central de Peixe Angical (452 MW) e a entrada em funcionamento da 4ª máquina de Mascarenhas (50MW), um impacto positivo nas contas de 2006. No entanto, os resultados de 2006 foram influenciados por factos não recorrentes tais como são o aumento dos custos com pessoal, referentes ao Programa de redução de pessoal (PRP). Apesar disto, a EDP beneficiou da valorização do Real face ao Euro, que em 2006 apresentou uma taxa média BRL/Euro de 2,73 vs. 3,02 em 2005.

Volumes (GWh)



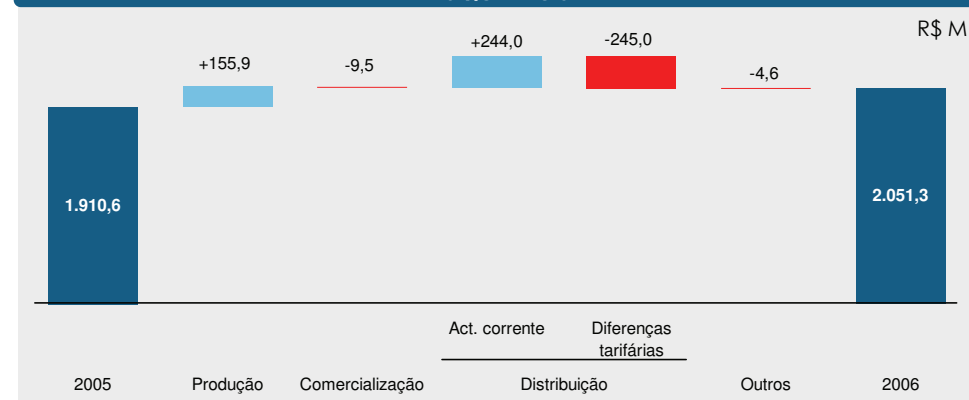
• O aumento dos volumes distribuídos não foi completamente reflectido na margem bruta, devido a custos não-controláveis superiores ao montante reconhecido nas tarifas (diferença de R\$205m em 2006 vs. -R\$39m em 2005). Esta diferença será recuperada nos próximos reajustamentos tarifários.

• O aumento do volume de produção é explicado pelo efeito do processo de desverticalização das actividades de geração embebidas nas subsidiárias de distribuição e pelo início da operação comercial da hidroeléctrica Peixe Angical. É importante destacar que a central hidroeléctrica de Peixe Angical (452 MW) iniciou a sua actividade comercial em Setembro de 2006. Em Outubro de 2006, entrou em funcionamento a 4ª máquina de central de Mascarenhas.

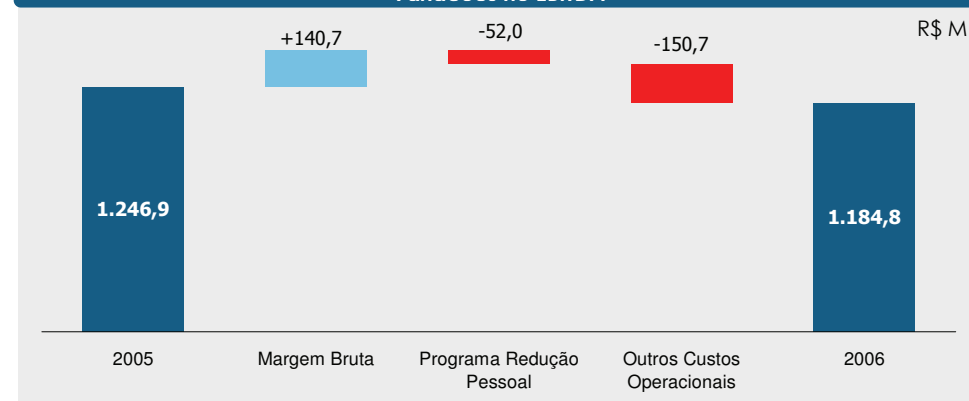
• Os volumes de electricidade vendidos aos clientes livres apresentaram um forte aumento no seguimento do aumento dos GWh vendidos aos clientes livres, capturando clientes que estão a mudar do mercado regulado para o mercado não-regulado.

• Os custos operacionais foram afectados principalmente pela implementação de programas corporativos com vista à melhoria dos níveis de eficiência da empresa e à modernização da sua gestão empresarial, nomeadamente a implementação do "Projecto Vanguarda", e o desenvolvimento de um programa de combate às perdas técnicas e comerciais na rede de distribuição.

Margem Bruta



Varições no EBITDA





Actividade de Distribuição

GWh	Clientes finais
	Clientes acesso
Electricidade Distribuída	

R\$ Milhões	Vendas de electricidade (Base)
	(-) Custos não controláveis
	Margem de electricidade (Base)
	Ajustamentos tarifários (diferenças anos t-n em recebimento ou devolução)
	Tarifas extraordinárias (Recuperação perdas racionamento & "Parcela A")
Margem Bruta de Electricidade	
Outros proveitos/(custos)	
Margem Bruta	

Bandeirante

2006	2005	Δ 06/05
7.865	8.009	-1,8%
4.898	4.306	13,7%
12.763	12.315	3,6%
1.909,0	1.917,8	-0,5%
1.357,9	1.329,5	2,1%
551,0	588,3	-6,3%
15,8	74,3	-78,7%
65,2	65,6	-0,7%
632,0	728,2	-13,2%
55,8	31,1	79,5%
687,8	759,3	-9,4%

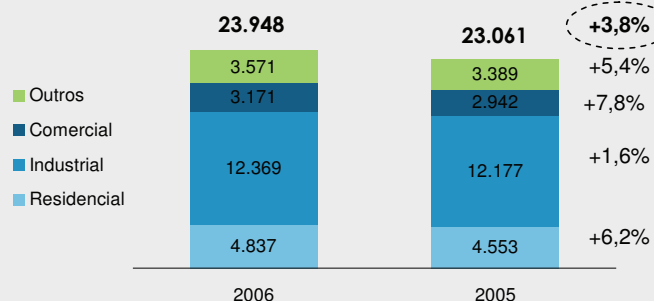
Escelsa

2006	2005	Δ 06/05
4.622	5.441	-15,1%
3.438	2.198	56,4%
8.060	7.639	5,5%
1.231,7	1.158,7	6,3%
857,6	778,9	10,1%
374,1	379,8	-1,5%
57,8	22,4	158,5%
42,6	43,0	-0,8%
474,5	445,1	6,6%
6,6	41,8	-84,1%
481,1	487,0	-1,2%

Enersul

2006	2005	Δ 06/05
2.723	2.737	-0,5%
402	371	8,6%
3.126	3.108	0,6%
805,8	739,1	9,0%
468,1	423,0	10,7%
337,8	316,1	6,9%
94,2	26,9	250,1%
36,0	29,8	20,5%
467,9	372,8	25,5%
12,1	30,9	-60,8%
480,0	403,7	18,9%

Electricidade Distribuída (GWh)



Últimas Revisões Tarifárias e Reajustamentos

	Bandeirante	Escelsa	Enersul
	Out-05 Reajust.	Ago-05 Reajust.	Abr-06 Reajust.
Parcela A	8,99%	7,98%	4,17%
Parcela B ⁽¹⁾	0,52%	0,25%	7,29%
Índice Reajust.	9,51%	8,23%	11,46%
Custos Passados	2,54%	8,83%	0,97%
Outros	1,39%	-0,39%	4,32%
Items Financ.	3,92%	8,44%	5,29%
Índice Total ⁽¹⁾	13,43%	16,67%	16,75%

• A margem bruta das distribuidoras da Energias do Brasil em 2006 foi idêntica à de 2005. No entanto, o ano de 2006 foi penalizado por desvios tarifários negativos de R\$205M (vs. R\$39M positivos em 2005), sendo que estes serão recuperados no próximo processo de reajuste tarifário anual. Excluindo estes desvios tarifários, a margem base de electricidade cresceu numa base normalizada de 18%.

• O volume de electricidade distribuído pela Energias do Brasil apresentou um aumento de 3,8%, explicado pelo aumento de clientes residenciais e comerciais. Cada área de concessão foi influenciada por diferentes factores: o aumento na Bandeirante também beneficiou com o maior número de clientes, enquanto que o aumento do consumo na Escelsa foi influenciado pelo crescimento económico da região, o que implicou um aumento do número de clientes (industrial e residencial) e por temperaturas acima do normal principalmente no primeiro e terceiro trimestres. No que respeita à Enersul, a economia local parece ter ultrapassado o problema da febre aftosa que afectou a região e apresentou um crescimento do consumo de electricidade de 0,6% relativamente a 2005 e de 7,7% quando se compara o quarto e o terceiro trimestre. Em 2006, o programa de universalização começou a produzir efeitos no número de clientes e a um nível menos evidente no consumo de electricidade.

• Bandeirante: A "Margem de Electricidade Base" diminuiu 6,3% devido a uma diferença negativa de R\$77M nos custos não-controláveis entre os incorridos e os cobertos pela tarifa (R\$34M positivos em 2005). Este efeito foi parcialmente compensado por um aumento dos volumes distribuídos e por uma melhoria na margem média unitária. No que respeita aos ajustamentos tarifários em recuperação (ou devolvidos) no período, é importante referir que a Bandeirante devolveu R\$102M entre Outubro 2005 e 2006 (reflectindo a correcção aplicada ao aumento tarifário de 2003), e ao mesmo tempo a recuperar custos passados que não foram cobertos pela tarifa. No dia 20 de Outubro 2006, a entidade reguladora do sistema eléctrico brasileiro, a ANEEL, aprovou o índice médio de reajustamento anual das tarifas em 13,44% para o período entre Outubro de 2006 e Setembro de 2007, o que deverá contribuir para a diminuição do actual desvio tarifário.

• Escelsa: A "Margem de Electricidade Base" diminuiu 1,5% devido a fortes aumentos no consumo e na margem média unitária, tendo estes sido quase compensados por uma diferença negativa de R\$105M entre os custos não-controláveis incorridos e os cobertos pela tarifa (R\$3M positivos em 2005) e pelo impacto da desverticalização. Em Agosto de 2006, a ANEEL anunciou que a Escelsa irá recuperar entre Agosto de 2006 e Julho de 2007 cerca de R\$109M relativos a custos passados que não foram cobertos pela tarifa.

• Enersul: A "Margem de Electricidade Base" aumentou 6,9% devido: i) a uma melhoria na margem média unitária atribuída pelo regulador (Parcela B) e ii) ao aumento do consumo, que foram parcialmente compensados por uma diferença negativa de R\$22M entre os custos não-controláveis incorridos e os cobertos pela tarifa (R\$2M positivos em 2005). Nos ajustamentos tarifários em recuperação, a Enersul está a recuperar, no período entre Abril de 2006 e Março de 2007, R\$48M relativos a custos passados que não foram cobertos pela tarifa.

Notas:

Parcela A: Custos não controláveis, que são "pass-through" para a tarifa

Parcela B: Custos controláveis, amortizações e retorno sobre o capital investido, que são actualizados à inflação (IGP-M) e ajustados por um factor X.

Índice de Reajustamento: Referente ao aumento total a ser aplicado às vendas de electricidade "base"

Items Financeiros: Recuperação (ou retorno) de custos passados (ou receitas) por um período de 12 meses.

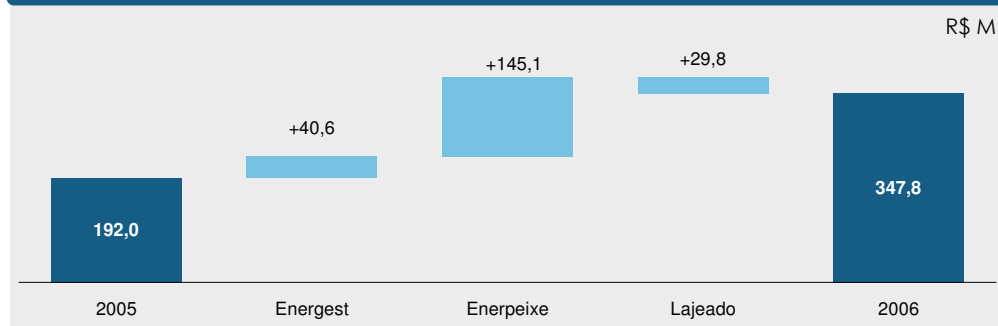


Produção

Capacidade Instalada (MW)	2006	2005	Δ 06/05
Lajeado (27,65%)	250	250	-
Peixe Angical	452	-	+452
Energest	317	281	+35
Total	1.018	531	+487

Electricidade Vendida (GWh)	2006	2005	Δ 06/05
Lajeado (27,65%)	1.226	1.187	3,3%
Energest	1.651	1.165	41,6%
Total	2.876	2.352	22,3%

Margem Bruta Produção



• Em Setembro de 2006, a central hidroelétrica de Peixe Angical localizada no estado de Tocantins iniciou a sua actividade comercial. 100% da produção anual desta central (2,374 GWh) já está contratada até 2016 com as empresas de distribuição regulada, a um preço médio de aproximadamente R\$120/MWh. A entrada em operação da central contribuiu com R\$145M para o aumento da margem bruta.

• No início de Out-06, a quarta máquina da central hidroelétrica de Mascarenhas (50 MW) entrou em operação. Até Dez-07, esta máquina irá vender energia em mercado, estando a energia entre Janeiro de 2008 e Dezembro de 2037 contratada através de leilão ao preço de R\$ 115,98 (Dez-05)

• Em meados de 2005, a Energias do Brasil separou as actividades de geração embebidas nas suas distribuidoras, de forma a cumprir o novo enquadramento regulatório para o sector eléctrico Brasileiro. Deste modo, as centrais eléctricas anteriormente embebidas nas empresas distribuidoras (281 MW); dos quais 14 MW foram desactivados no final de 2005), foram incorporadas na Energest. Esta alteração foi mais um factor que contribuiu para o crescimento da margem bruta em 2006 (+\$R40M).

• Actualmente, a Energias do Brasil detém uma capacidade instalada de 1.043 MW, com o anúncio, em meados de Fev-07, da obtenção da licença de operação por parte da central hídrica de São João (25 MW).

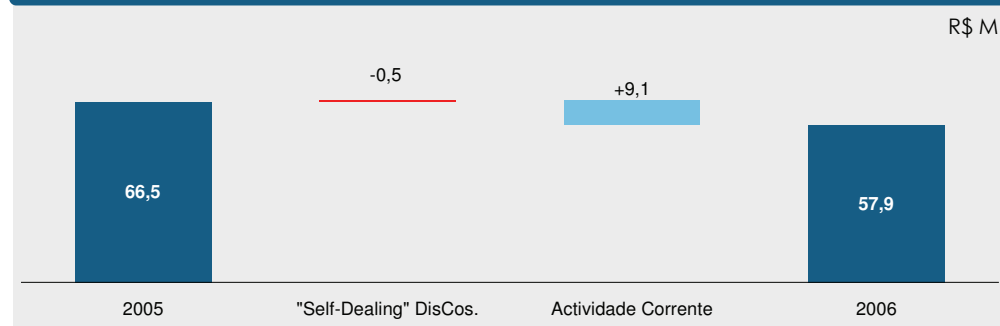
Evento Subsequente: A Energias do Brasil **vai desenvolver estudos** de viabilidade com a Eletronorte para novas centrais hídricas. Os estudos concentram-se no estado do Tocantins, compreendendo aproveitamentos que somam cerca de 235 MW de capacidade instalada: Novo Acordo, com 160 MW e Brejão, com 75 MW. Além destes, a Energias do Brasil vai também iniciar dez novos estudos de viabilidade para centrais hidroeléctricas que totalizam 330,5 MW.

Tráfego & Comercialização

Clientes	2006	2005	Δ 06/05
Número de Clientes	52	46	13,0%

Electricidade Vendida (GWh)	2006	2005	Δ 06/05
Cientes liberalizados	5.509	3.812	44,5%
Empresas de distribuição	1.193	2.567	-53,5%
Total	6.702	6.379	5,1%

Margem Bruta Comercialização



• Os volumes vendidos pela nossa empresa de comercialização e *trading*, Enertrade, apresentaram um crescimento de 5,1%, devido ao maior número de clientes que se reflectiu no aumento dos volumes.

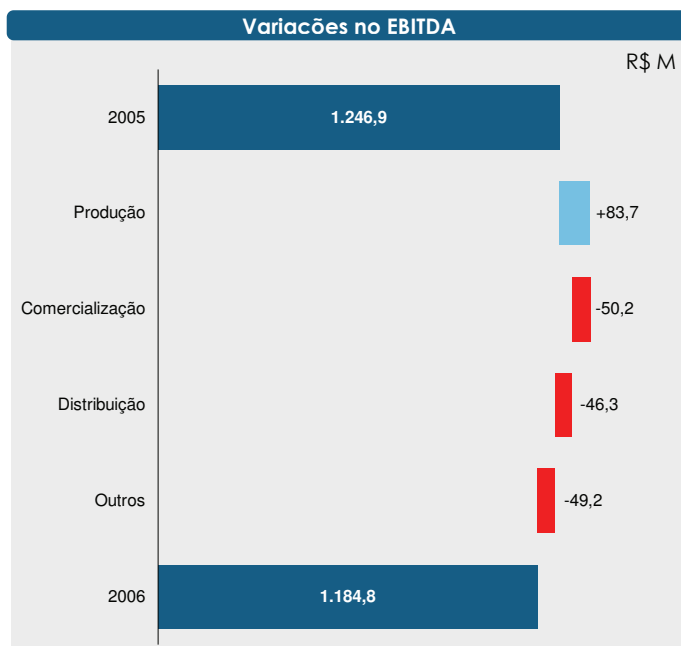
• Nos últimos meses, a Enertrade conseguiu capturar clientes das subsidiárias de distribuição da Energias do Brasil, que estão a mudar do mercado regulado para o mercado livre, assegurando deste modo a base de clientes da empresa. Os volumes vendidos a clientes finais aumentaram 44% quando comparados com o período homólogo.

• Os volumes de electricidade transaccionados com as subsidiárias de distribuição da Energias do Brasil apresentaram uma queda de 53,5%, devido à alteração regulatória que não permite transacções de electricidade através de "self-dealing" (entre empresas do mesmo grupo empresarial). Deste modo, os contratos de "self-dealing" não podem ser renegociados na sua maturidade. A Enertrade continua a seguir a sua politica de baixo risco nos seus contratos comerciais e de aquisição de energia.

• Deste modo e apesar do aumento dos volumes vendidos, a margem bruta da Enertrade diminuiu 14,4%, como consequência do término de alguns contratos de "self-dealing", os quais não foram completamente compensados pelos novos contratos a clientes finais.



DR Operacional R\$ Milhões	Distribuição			Produção			Comercialização			Consolidado		
	2006	2005	Δ 06/05	2006	2005	Δ 06/05	2006	2005	Δ 06/05	2006	2005	Δ 06/05
Proveitos Operacionais	4.298,7	4.249,3	1,2%	457,5	214,3	113,5%	494,7	430,5	14,9%	4.713,9	4.547,0	3,7%
Custos Directos da Actividade	2.649,7	2.599,4	1,9%	109,7	22,3	391,9%	437,8	364,1	20,3%	2.662,6	2.636,4	1,0%
Margem Bruta	1.649,0	1.650,0	-0,1%	347,8	192,0	81,2%	56,9	66,5	-14,4%	2.051,3	1.910,6	7,4%
Margem Bruta/Proveitos	38,4%	38,8%	-0,5p,p.	76,0%	89,6%	-13,6p,p.	11,5%	15,4%	-3,9p,p.	43,5%	42,0%	1,5p,p.
Fornecimentos e serviços externos	284,6	262,1	8,6%	36,5	62,9	-42,1%	6,8	9,4	-28,1%	340,5	358,4	-5,0%
Custos com pessoal	241,2	237,5	1,5%	15,5	9,7	58,6%	5,5	2,8	94,1%	346,9	277,9	24,8%
Outros custos (proveitos) operacionais	137,7	118,5	16,2%	19,7	-73,2	-	41,1	0,5	8266,2%	179,0	27,4	554,6%
Custos Operacionais	663,5	618,2	7,3%	71,6	-0,5	-	53,4	12,7	320,1%	866,4	663,7	30,5%
EBITDA	985,5	1.031,8	-4,5%	276,2	192,5	43,5%	3,6	53,8	-93,4%	1.184,8	1.246,9	-5,0%
EBITDA/Proveitos	22,9%	24,3%	-1,4p,p.	60,4%	89,8%	-29,4p,p.	0,7%	12,5%	-11,8p,p.	25,1%	27,4%	-2,3p,p.
Provisões para riscos e encargos	19,3	-2,3	-	0,0	-0,0	-	-	-	-	19,4	-2,3	-
Amortizações	228,6	209,9	8,9%	41,7	15,4	170,4%	0,3	0,3	-1,0%	282,7	239,8	17,9%
Compensação amort. activos subsidiados	-24,2	-20,5	-17,7%	-	-	-	-	-	-	-24,2	-20,5	-17,7%
EBIT	761,6	844,8	-9,8%	234,5	177,1	32,4%	3,2	53,4	-93,9%	906,9	1.029,9	-11,9%
EBIT/Proveitos	17,7%	19,9%	-2,2p,p.	51,2%	82,6%	-31,4p,p.	0,7%	12,4%	-11,8p,p.	19,2%	22,7%	-3,4p,p.
Número de Empregados	2.858	3.277	-419	242	282	-40	16	15	+1	3.167	3.625	-458



• Em 2006, o EBITDA da Energias do Brasil diminuiu 5,0%. As actividades de distribuição e comercialização apresentaram contributos negativos, que foram compensados pelo aumento do EBITDA da actividade de produção em 43,5% devido ao processo de desverticalização e à entrada em operação da central hidroeléctrica de Peixe Angical e da quarta máquina de Mascarenhas. O EBITDA da distribuição foi afectado pelas diferenças tarifárias negativas (R\$205M em 2006 vs. - R\$39M em 2005). O EBITDA da comercialização diminuiu 93,4% devido ao fim dos contratos de “self-dealing” e à contabilização de uma provisão reflectindo a diferença entre o preço de venda aceite pelo regulador e a tarifa definida no contrato com a Ampla.

• Os custos operacionais da Energias do Brasil aumentaram 30,5% em resultado de:

i) um aumento dos custos com pessoal, reflectindo: i) a contabilização de uma provisão não recorrente devido ao programa de redução de pessoal (R\$ 52m) – O programa de redução de pessoal (PRP), uma das etapas do projecto Vanguarda, pretende adequar os recursos humanos da empresa à nova estrutura. O número de adesões ao PRP foi de 651 empregados, i.e. 19% do quadro do grupo a Março 2006, e considerando as substituições necessárias, deverá implicar, para o final de 2007, um valor líquido de reduções de cerca de 16%. A implementação do PRP no 1S2006 ajudou à diminuição de 458 empregados em 2006; e ii) os aumentos médios salariais de 7%;

ii) Com vista à redução das perdas comerciais e técnicas da rede de distribuição, a Energias do Brasil está a investir num programa específico focado na melhoria dos processos de medição dos contadores, inspecções aos pontos de consumo, operações na detecção de fraudes e regularização de ligações ilegais. Este programa levou a um aumento dos FSE na actividade de distribuição (R\$22,7M).

iii) um aumento nos “Outros Custos Operacionais” reflectindo o aumento dos custos regulatórios na distribuição) e a provisão para perda potencial (R\$20M) no negócio da comercialização, devido disputa com o regulador quanto aos termos do contracto de fornecimento com a Ampla. Ao nível consolidado, a EDP já tinha constituído esta provisão em 2005, pelo que não tem impacto nas suas contas consolidadas em 2006. É importante lembrar que em 2005 esta rubrica teve um impacto positivo pela reversão da provisão de R\$90M relativos à eventual desvalorização dos activos do projecto do Lajeado.

• Em 2006, os activos regulatórios da Energias do Brasil diminuíram 8,6% mantendo a tendência dos últimos trimestres. Esta descida deve-se à diminuição dos valores a receber relativos às perdas do racionamento que mais que compensaram o aumento do desvio tarifário.



Demonstrações de Resultados

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



2006 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	Coger. na Ibérica	Distribuição na Ibérica	Gás na Ibérica	Energias do Brasil	Telecoms	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	2.631,2	808,7	203,1	48,3	4.354,8	99,3	1.709,1	-	(870,1)	8.984,5
Outras Vendas	9,3	19,8	42,3	13,8	3,0	966,1	0,0	15,7	(4,5)	1065,6
Prestação de Serviços	13,6	36,5	3,6	2,0	58,7	63,0	17,2	153,1	(47,9)	299,8
Proveitos Operacionais	2.654,1	865,0	249,1	64,0	4.416,5	1.128,4	1.726,3	168,8	(922,5)	10.349,8
Electricidade e Gás	258,3	912,7	0,2	0,6	3.026,8	104,6	961,6	-	(884,0)	4.380,7
Combustíveis	837,5	20,3	21,7	40,2	1,2	17,3	-	-	29,2	967,4
Materiais Diversos e Mercadorias	25,3	33,2	25,4	6,3	13,8	780,3	13,5	14,6	(69,1)	843,3
Custos Directos da Actividade	1.121,1	966,2	47,3	47,1	3.041,8	902,2	975,1	14,6	(923,9)	6.191,4
Margem Bruta	1.533,1	(101,2)	201,8	17,0	1.374,6	226,3	751,2	154,2	1,5	4.158,5
Margem Bruta/Proveitos	57,8%	-11,7%	81,0%	26,5%	31,1%	20,1%	43,5%	91,3%	-0,2%	40,2%
Fornecimentos e serviços externos	127,7	44,1	30,7	11,1	293,7	44,5	124,7	123,7	(58,9)	741,4
Custos com pessoal	113,1	10,8	14,0	0,8	210,4	27,1	98,2	21,4	89,3	585,1
Custos com benefícios sociais	39,0	0,5	0,1	0,0	98,3	0,4	28,8	0,6	(5,4)	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	(13,1)	(11,1)	9,5	60,4	3,5	62,4	143,9
Custos Operacionais	321,6	39,5	54,9	(1,2)	802,8	81,5	317,3	149,1	87,5	1.853,0
EBITDA	1.211,5	(140,7)	146,9	18,2	571,8	144,8	433,9	5,1	(86,0)	2.305,4
EBITDA/Proveitos	45,6%	-16,3%	59,0%	28,4%	12,9%	12,8%	25,1%	3,0%	9,3%	22,3%
Provisões para riscos e encargos	19,5	(6,3)	12,1	0,1	61,1	-2,7	7,1	(1,5)	5,2	94,6
Amortizações	325,9	7,3	77,6	7,5	360,7	40,0	103,5	40,6	96,3	1059,6
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(2,6)	-	(0,5)	(0,0)	(86,1)	(2,8)	(8,8)	-	(0,9)	(101,8)
EBIT	868,7	(141,6)	57,7	10,6	236,1	110,2	332,1	(34,0)	(181,4)	1.253,0
EBIT/Proveitos	32,7%	-16,4%	23,1%	16,5%	5,3%	9,8%	19,2%	-20,2%	19,7%	12,1%
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos finar	0,0	-	0,0	-	-	105,3	-	0,8	(101,3)	4,8
Resultados Financeiros	(38,9)	(18,7)	(66,8)	(3,8)	(59,4)	23,7	(92,1)	(20,9)	69,6	(207,4)
Ganhos/(Perdas) em associadas	11,9	-	3,8	-	-	1,9	0,0	-	227,7	245,3
Resultados Antes de Impostos	841,7	(160,4)	(5,3)	6,8	176,7	241,1	240,1	(54,1)	14,5	1.295,8
IRC e Impostos Diferidos	222,7	(48,1)	(26,2)	2,7	37,9	36,3	65,2	3,0	(27,6)	265,9
Ganhos/(Perdas) alienação oper. descontinuar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(12,8)
Interesses Minoritários	6,1	(1,5)	0,8	(0,1)	0,0	35,5	12,2	(0,1)	23,3	76,3
Resultados Líquidos	612,9	(110,7)	20,1	4,1	138,7	169,3	162,6	(57,0)	18,8	940,8

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



2005 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	Coger. na Ibérica	Distribuição na Ibérica	Gás na Ibérica	Energias do Brasil	Telecoms	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	2.860,9	868,3	104,7	63,5	3.855,9	63,4	1.468,4	-	(700,7)	8.584,4
Outras Vendas	8,0	3,2	21,0	22,1	3,2	607,2	0,0	6,4	(6,8)	664,3
Prestação de Serviços	(55,1)	8,1	1,9	0,9	61,5	46,8	35,2	272,0	57,0	428,3
Proveitos Operacionais	2.813,8	879,5	127,6	86,6	3.920,5	717,4	1.503,7	278,4	(650,5)	9.677,0
Electricidade e Gás	234,8	1.083,9	2,1	0,9	2.612,8	74,9	858,6	-	(646,1)	4.222,0
Combustíveis	1.014,9	-	15,9	54,3	0,5	24,0	-	-	(5,9)	1.103,7
Materiais Diversos e Mercadorias	19,5	5,6	11,1	1,0	10,6	429,9	13,2	5,8	(9,2)	487,5
Custos Directos da Actividade	1.269,2	1.089,5	29,0	56,3	2.623,9	528,8	871,8	5,8	(661,2)	5.813,2
Margem Bruta	1.544,5	(209,9)	98,5	30,3	1.296,6	188,6	631,8	272,6	10,7	3.863,8
Margem Bruta/Proveitos	54,9%	-23,9%	77,2%	35,0%	33,1%	26,3%	42,0%	97,9%	-1,6%	39,9%
Fornecimentos e serviços externos	133,3	36,2	22,0	11,0	304,5	37,9	118,5	211,1	(57,7)	816,8
Custos com pessoal	110,1	9,8	5,0	0,7	215,3	24,3	89,0	42,4	49,3	546,0
Custos com benefícios sociais	28,3	0,5	0,2	0,0	129,9	0,4	2,9	0,8	37,3	200,3
Rendas de concessão	3,8	0,0	0,7	-	201,4	-	3,1	-	-	209,0
Outros Custos/(Proveitos)	(39,7)	3,4	4,9	(1,1)	(13,1)	2,6	6,0	0,7	80,6	44,2
Custos Operacionais	235,8	49,9	32,9	10,6	838,1	65,2	219,5	254,9	109,4	1.816,3
EBITDA	1.308,8	(259,8)	65,7	19,7	458,6	123,4	412,3	17,6	(98,7)	2.047,5
EBITDA/Proveitos	46,5%	-29,5%	51,5%	22,7%	11,7%	17,2%	27,4%	6,3%	15,2%	21,2%
Provisões para riscos e encargos	(1,2)	6,8	(0,0)	(0,0)	5,4	0,2	(0,8)	(4,8)	6,9	12,5
Amortizações	292,6	8,7	29,7	10,3	364,8	36,8	79,3	87,7	86,8	996,6
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(4,7)	-	(0,4)	(0,1)	(82,0)	(3,0)	(6,8)	(0,0)	(0,7)	(97,6)
EBIT	1.022,1	(275,3)	36,4	9,4	170,3	89,5	340,6	(65,2)	(184,8)	1.136,1
EBIT/Proveitos	36,3%	-31,3%	28,5%	10,8%	4,3%	12,5%	22,7%	-23,4%	28,4%	11,7%
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos finar	0,2	0,1	0,0	0,0	2,0	1,2	-	29,4	459,0	492,0
Resultados Financeiros	(46,7)	(8,2)	(20,5)	(2,0)	(36,3)	(0,2)	(97,1)	(33,2)	(155,0)	(399,3)
Ganhos/(Perdas) em associadas	12,9	-	2,6	-	-	0,6	(0,0)	-	19,2	35,3
Resultados Antes de Impostos	988,5	(283,5)	18,5	7,4	136,0	91,1	243,5	(69,0)	138,4	1.264,2
IRC e Impostos Diferidos	300,8	(88,5)	7,2	2,7	13,4	26,0	60,9	49,1	(219,4)	152,2
Ganhos/(Perdas) alienação oper. descontinuar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Interesses Minoritários	1,8	0,0	1,0	0,0	(0,2)	32,4	1,7	(0,0)	4,3	40,9
Resultados Líquidos	685,9	(195,0)	10,3	4,8	122,9	32,8	180,9	(118,1)	353,6	1.071,1



Anexos

EDP - Capacidade instalada & Produção de electricidade na Península Ibérica



Capacidade Instalada (MW)	2006	2005	Δ MW
PORTUGAL	9.078	8.921	157
Regime Convencional	8.584	8.584	-0
<i>Produção Vinculada</i>	<i>7.164</i>	<i>7.164</i>	<i>-0</i>
Hidroeléctrica (SEP)	4.094	4.095	-0
Termoeléctrica (SEP)	3.070	3.070	-
Carvão			
Sines	1.192	1.192	-
Fuelóleo / Gás Natural			
Setúbal	946	946	-
Carregado	710	710	-
Barreiro	56	56	-
Gasóleo			
Tunes	165	165	-
<i>Produção Não-Vinculada</i>	<i>1.420</i>	<i>1.420</i>	<i>-</i>
Mini-Hídrica (SENV)	244	244	-
CCGT (SENV)			
Central do Ribatejo	1.176	1.176	-
Regime Especial	494	337	157
Mini-Hídrica	66	66	-
Cogeração	111	111	-
Eólica	313	151	162
Biomassa	5	9	-5
ESPAÑA	3.374	2.876	498
Regime Convencional	2.492	2.492	-
Hidroeléctrica	426	426	-
Termoeléctrica	1.910	1.910	-
Carvão			
Aboño	878	878	-
Soto de Ribera	645	645	-
CCGT			
Castejón	387	387	-
Nuclear			
Trillo	156	156	-
Regime Especial	882	385	498
Mini-Hídrica	3	3	-
Cogeração	37	39	-2
Eólica ⁽¹⁾	760	266	494
Resíduos	79	69	9
Biomassa	4	7	-3

Produção de Electricidade (GWh)	2006	2005	Δ GWh
PORTUGAL	28.543	25.236	3.307
Regime Convencional	27.112	24.076	3.036
<i>Produção Vinculada</i>	<i>20.888</i>	<i>18.824</i>	<i>2.064</i>
Hidroeléctrica (SEP)	9.574	4.279	5.295
Termoeléctrica (SEP)	11.314	14.545	-3.231
Carvão			
Sines	9.694	9.590	104
Fuelóleo / Gás Natural			
Setúbal	1.235	3.556	-2.321
Carregado	239	1.162	-922
Barreiro	145	220	-75
Gasóleo			
Tunes	1	17	-17
<i>Produção Não-Vinculada</i>	<i>6.224</i>	<i>5.252</i>	<i>972</i>
Mini-Hídrica (SENV)	496	164	332
CCGT (SENV)			
Central do Ribatejo	5.728	5.088	640
Regime Especial	1.431	1.160	271
Mini-Hídrica	193	90	103
Cogeração	726	670	55
Eólica	483	348	135
Biomassa	29	51	-23
ESPAÑA	15.485	16.500	-1.014
Regime Convencional	13.583	15.373	-1.789
Hidroeléctrica	846	847	-1
Termoeléctrica	11.546	13.273	-1.727
Carvão			
Aboño	5.966	6.819	-853
Soto de Ribera	3.888	4.345	-457
CCGT			
Castejón	1.692	2.109	-416
Nuclear			
Trillo	1.192	1.252	-61
Regime Especial	1.902	1.127	775
Mini-Hídrica	2	5	-3
Cogeração	131	210	-79
Eólica ⁽¹⁾	1.419	523	896
Resíduos	343	370	-28
Biomassa	7	20	-13

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

Distribuição e Comercialização de electricidade em Portugal



Electricidade Distribuída (GWh)	2006	2005	Δ 06/05
Electricidade Entregue na Distribuição	48.634	47.268	2,9%
Vendas a centrais do Grupo EDP	(25)	(22)	-13,7%
Consumos próprios da distribuição	(26)	(25)	-4,0%
Perdas da distribuição	(3.169)	(3.437)	7,8%
Total das Vendas de Electricidade⁽¹⁾	45.414	43.784	3,7%
Vendas de Electricidade - Sist. Regulado	38.253	34.164	12,0%
MAT (Muito Alta Tensão)	1.377	1.265	8,9%
AT (Alta Tensão)	5.358	5.148	4,1%
MT (Média Tensão)	8.589	5.091	68,7%
BTE (Baixa Tensão Especial)	2.308	2.347	-1,7%
BT (Baixa Tensão)	19.222	19.013	1,1%
IP (Iluminação Pública)	1.399	1.299	7,7%
Vendas de Electricidade - Sist. Não-regulado	7.161	9.621	-25,6%
EDP	4.037	6.314	-36,1%
Outros	3.124	3.306	-5,5%

Vendas de Electricidade (€ M)	2006	2005	Δ 06/05
MAT (Muito Alta Tensão)	64,8	57,5	12,7%
AT (Alta Tensão)	290,4	265,0	9,6%
MT (Média Tensão)	713,7	419,2	70,2%
BTE (Baixa Tensão Especial)	252,1	228,5	10,3%
BT (Baixa Tensão)	2.572,0	2.490,0	3,3%
IP (Iluminação Pública)	105,6	93,0	13,6%
Descontos de Interruptibilidade	-42,3	-36,0	-17,2%
Descontos de Correção Tarifária	-	0,0	-
Reconhecimento Déficit Tarifário 2006	124,9	-	-
Vendas de Electricidade - Sist. Regulado	4.081,2	3.517,1	16,0%
Vendas de Electricidade - Sist. Não-regulado	181,8	220,5	-17,5%
Vendas de Electricidade	4.263,1	3.737,6	14,1%

Número de Consumidores ⁽²⁾	2006	2005	Δ 06/05
Consumidores - Sist. Regulado	5.961.697	5.894.139	67.558
MAT (Muito Alta Tensão)	20	16	4
AT (Alta Tensão)	182	157	25
MT (Média Tensão)	19.955	16.600	3.355
BTE (Baixa Tensão Especial)	25.118	22.036	3.082
BT (Baixa Tensão)	5.869.451	5.809.699	59.752
IP (Iluminação Pública)	46.971	45.631	1.340
Consumidores - Sist. Não-regulado	26.199	13.226	12.973
EDP	22.586	9.212	13.374
Outros	3.613	4.014	-401
Número de Consumidores	5.987.896	5.907.365	80.531
Var. Anual (%)			1,4%

⁽¹⁾ Inclui Vendas ao Grupo EDP para consumo final

⁽²⁾ Inclui empresas do Grupo EDP

Capacidade Eólica da EDP na Ibéria (NEO Energia)



Parques eólicos 2006	% NEO	Capacidade Instalada			Método de Consolidação	Empresa	Data de Entrada
		100%	% Detida ⁽¹⁾	Consol.			
ESPAÑA							
P.E. Enix	5%	13	1	-	MEP	Genesa	< 2003
P.E. Monte de las Navas	5%	49	2	-	MEP	Genesa	< 2003
P.E. Altos de Voltoya	31%	62	15	-	MEP	Genesa	< 2003
P.E. Sierra del Madero	42%	47	16	-	MEP	Genesa	< 2003
P.E. Arlanzón	78%	34	21	34	Integral	Genesa	2003
P.E. Cantábrico	100%	65	52	65	Integral	Genesa	2003
P.E. Campollano	75%	124	74	124	Integral	Genesa	2004
P.E. Las Lomillas	50%	50	20	25	Proporcional	Genesa	2005
P.E. La Sotonera	65%	19	10	19	Integral	Genesa	2005
P.E. Boquerón	100%	22	18	22	Integral	Genesa	2006
P.E. Belchite	100%	50	40	50	Integral	Genesa	2006
P.E. Brújula	85%	73	50	73	Integral	Genesa	2006
P.E. Hoya Gonzalo	49%	50	19	24	Proporcional	Genesa	2006
P.E. Sierra de Baos y Pumar (Fase I)	100%	31	24	31	Integral	Genesa	2006
P.E. Belmonte	30%	35	8	-	MEP	Genesa	2006
P.E. Era del Pico	60%	12	6	12	Integral	Genesa	2006
P.E. Pesur	17%	20	3	-	MEP	Desa	< 2003
P.E. Estrecho	17%	10	2	-	MEP	Desa	< 2003
P.E. Juan Grande	45%	20	9	-	MEP	Desa	< 2003
P.E. Zas	97%	24	23	24	Integral	Desa	< 2003
P.E. Corme	95%	18	17	18	Integral	Desa	< 2003
P.E. Tahivilla	100%	30	30	30	Integral	Desa	< 2003
P.E. Buenavista	100%	8	8	8	Integral	Desa	< 2003
P.E. Llanos Esquina	100%	6	6	6	Integral	Desa	< 2003
P.E. La Celaya	100%	29	29	29	Integral	Desa	2004
P.E. Monseivane	100%	41	41	41	Integral	Desa	2004
P.E. Santa Quiteria	63%	36	23	36	Integral	Desa	2004
P.E. Rabosera	95%	31	30	31	Integral	Desa	2005
P.E. Loma de los Aviadores	100%	6	6	6	Integral	Desa	2006
P.E. Ponte Rebordelo	100%	40	40	40	Integral	Desa	2006
P.E. La Risa	100%	12	12	12	Integral	Desa	2006
P.E. Borja 1	50%	16	8	-	Proporcional / Adquirido Dez-06	Ceasa	< 2003
P.E. Puntaza de Remolinos	50%	12	6	-	Proporcional / Adquirido Dez-06	Ceasa	< 2003
P.E. Planas de Pola	50%	36	18	-	Proporcional / Adquirido Dez-06	Ceasa	< 2003
P.E. Borja 2	50%	22	11	-	Proporcional / Adquirido Dez-06	Ceasa	< 2003
P.E. Boquerón	50%	50	25	-	Proporcional / Adquirido Dez-06	Ceasa	< 2003
P.E. Rabinaldo	60%	9	5	-	Integral / Adquirido Dez-06	Agrupación Eólica	< 2003
P.E. Campo de Borja	76%	2	2	-	Integral / Adquirido Dez-06	Agrupación Eólica	< 2003
P.E. Molino de Caragüeyes	80%	1	1	-	Integral / Adquirido Dez-06	Agrupación Eólica	2004
ESPAÑA		1.213	730	760			

⁽¹⁾ MW de acordo com a % detida foram ajustados para reflectir a participação de 80% da NEO na Genesa.

Capacidade Eólica da EDP na Ibéria (NEO Energia)



Parques eólicos 2006	% NEO	Capacidade Instalada			Método de Consolidação	Empresa	Data de Entrada
		100%	% Detida	Consol.			
PORTUGAL							
P.E. Fonte da Mesa	100%	10	10	10	Integral	Eernova	< 2003
P.E. Cadafaz	100%	10	10	10	Integral	Eernova	< 2003
P.E. Cabeço da Rainha	100%	16	16	16	Integral	Eernova	< 2003 / 2003
P.E. Pena Suar	100%	16	16	16	Integral	Eernova	< 2003 / 2005
P.E. Bolores	100%	5	5	5	Integral	Eernova	2003
P.E. Serra do Barroso	70%	18	13	18	Integral	Eernova	2003
P.E. Padrela/Soutelo	70%	8	5	8	Integral	Eernova	2004
P.E. Açor	100%	20	20	20	Integral	Eernova	2004
P.E. Mosteiro	100%	9	9	9	Integral	Eernova	2004
P.E. Fonte da Quelha	100%	14	14	14	Integral	Eernova	2004 / 2005
P.E. Alto do Talefe	100%	14	14	14	Integral	Eernova	2004 / 2005
P.E. Vila Nova	100%	26	26	26	Integral	Eernova	2004 / 2005
P.E. Amaral	100%	10	10	10	Integral	Eernova	2004 / 2005
P.E. Alagoa de Cima	40%	14	5	-	Integral	Eernova	2005
P.E. Caldas 1	100%	10	10	10	Integral	Eernova	2005
P.E. Fanhões	100%	16	16	16	Integral	Eernova	2005 / 2006
P.E. Pó	100%	9	9	9	Integral	Eernova	2006
P.E. Abogalheira	100%	3	3	3	Integral	Eernova	2006
P.E. Serra d'El Rei	100%	22	22	22	Integral	Eernova	2006
P.E. Madrinha	100%	10	10	10	Integral	Eernova	2006
P.E. Ortiga	100%	12	12	12	Integral	Eernova	2006
P.E. Safra	100%	27	27	27	Integral	Eernova	2006
P.E. Coentral	100%	15	15	15	Integral	Eernova	2006
P.E. Sobral 2 - 1ª Fase (Tecneira)	100%	8	8	8	Integral	Eernova	2006
P.E. Arruda 1	100%	6	6	6	Integral	Eernova	2006
PORTUGAL		326	311	313			
PENÍNSULA IBÉRICA							
		1.539	1.041	1.073			
FRANÇA							
P.E. Le Gollot	100%	10	10	10	Full		2006
P.E. Keranfouler	100%	9	9	9	Full		2006
P.E. Gueltas	100%	9	9	-	Full / Acquired Dec-06		2005
FRANÇA		29	29	20			
TOTAL		1.568	1.069	1.093			