



Resultados Trimestrais 1T2006

Gabinete de Relações com Investidores

Pedro Pires, Director
Gonçalo Santos
Elisabete Ferreira
Cristina Requicha
Rui Antunes
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, 25 de Maio de 2006

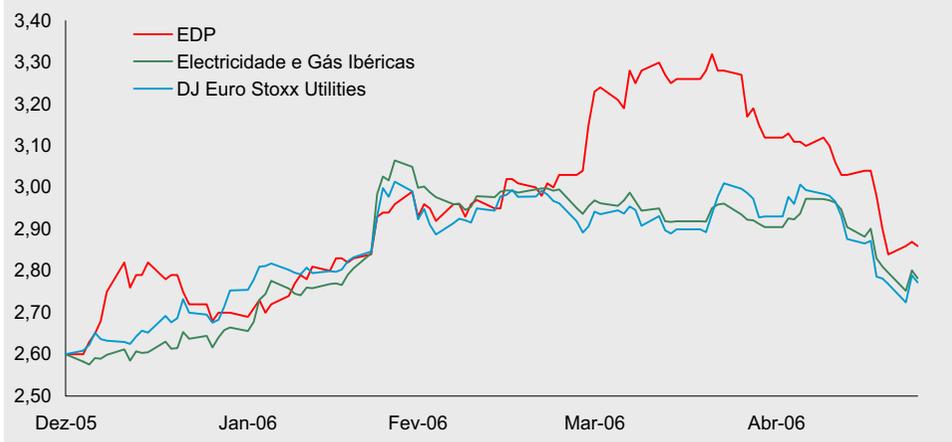
Resultados 1T2006	- 3 -
Desempenho da EDP na Bolsa	- 4 -
Demonstração de Resultados Consolidada	- 5 -
EBITDA Overview	- 6 -
Balanço Consolidado	- 7 -
Investimento Operacional	- 8 -
Cash Flow	- 9 -
Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais	- 10 -
Resultados Financeiros Consolidados e Amort. Trespases e Concessões	- 11 -
Áreas de Negócio	
Sistema Eléctrico 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 -
Telecomunicações	- 32 -
Demonstrações de Resultados & ANEXOS	- 34 -

Resultados Financeiros (€ M)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Margem Bruta	1.011,9	981,5	3,1%
Custos Operacionais	442,9	420,6	5,3%
EBITDA	569,0	560,8	1,4%
EBIT	352,0	362,4	-2,9%
Resultado Líquido	237,1	216,9	9,3%
Dívida Líquida	9.130,0	8.596,9	6,2%

Dados Operacionais	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Electricidade:			
Capacidade Instalada (MW)	12.609	11.718	+891 MW
Produção (GWh)	12.138	12.062	0,6%
Distribuição (GWh)	20.508	19.532	5,0%
Comercialização (GWh)	18.839	18.485	1,9%
Clientes (mil)	9.580	9.336	+243 mil
Gás:			
Distribuição (GWh)	7.402	7.444	-0,6%
Comercialização (GWh)	6.904	6.303	9,5%
Clientes (mil)	676	707	-31 mil
Número de Empregados (Grupo)	14.333	14.844	-511

- O **Resultado Líquido do Grupo EDP no 1T2006 aumentou 9%** quando comparado com o período homólogo.
- O **"core business" ibérico regulado** – que inclui os CAEs e as actividades de distribuição de gás e electricidade, representativo de **62% da margem bruta consolidada da EDP** – registou uma performance estável no 1T2006 (+€10M).
- No **mercado Ibérico liberalizado**, a **actividade de produção** de electricidade beneficiou do aumento acentuado dos preços no mercado grossista durante os primeiros meses do ano 2006, **contribuindo com um crescimento significativo para a margem bruta do Grupo EDP** (+€47M) no 1T2006.
- Relativamente ao negócio da **comercialização no mercado Ibérico**, a rigidez contratual das carteiras mais antigas e o aumento do custo de aquisição de energia resultaram numa **deterioração da margem bruta desta actividade** para o período (-€69M)
- A publicação do **Real Decreto-Lei 03/2006 em Espanha teve um impacto negativo** (-€33M no EBITDA) devido (i) à provisão criada pela eventual devolução do valor económico das licenças gratuitas de CO2 respeitantes às vendas de produção em mercado entre Jan-06 e Fev-06 (€11M); (ii) à fixação de um preço provisório de €42,35/MWh no custo unitário de aquisição de electricidade das distribuidoras em Março (€4M) e (iii) à criação de uma provisão para outros riscos e encargos (€18M)
- A **capacidade instalada do Grupo EDP para as energias renováveis aumentou em 72% para 1.024 MW**, ultrapassando pela primeira vez a barreira dos 1.000 MW e possibilitando um aumento significativo da contribuição da NEO para a margem bruta do Grupo EDP. Este resultado foi conseguido através de crescimento orgânico (155MW) e aquisições (Desa 224 MW e Tecneira 50 MW)
- A **boa performance operacional da Energias do Brasil e a apreciação do Real** em 31% no período resultaram num crescimento saudável da margem bruta das nossas operações no Brasil (+€60M)
- A **evolução dos custos operacionais** (custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos) **foi controlada**, com uma subida de aproximadamente 3% no período, em linha com o aumento médio do Índice de Preços do Consumidor nos mercados onde a EDP está presente.
- **Melhoria dos resultados financeiros** (+€92M) devido à substancial reversão (+€103M) do impacto negativo contabilizado em 2005 relacionado com o "mark-to market" do derivado contratado para cobrir o valor do CMEC, fruto dos recentes aumentos das taxas de juro. Este efeito foi parcialmente mitigado pela constituição, neste trimestre, de uma provisão financeira referente a garantias prestadas pela EDP sobre a dívida da Electra (Cabo Verde).
- A **dívida financeira consolidada da EDP diminuiu em €333M** desde Dezembro de 2005, para €9,130M.

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon YTD



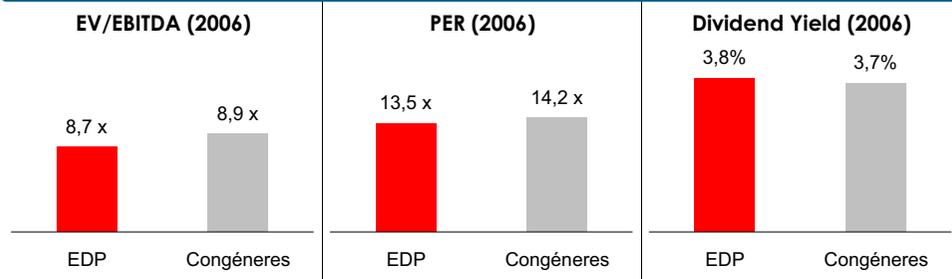
EDP em Bolsa | YTD | 52W | 2005

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)			
(24-05-2006)			
Fecho	2,86	-	2,60
Max	3,35	3,35	2,68
Min	2,58	2,04	2,04
Média	2,98	2,65	2,25

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon			
Volume de Negócios (€ M)	5.395,6	9.041,8	5.689,9
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	52,4	34,5	21,9
Volume Transaccionado (Milhões de Acções)	1.811,8	3.407,8	2.526,5
Volume Médio Diário (Milhões de Acções)	17,6	13,0	9,7

Valor de Mercado da EDP			
Capitalização Bolsista (€ M)	10.457,7	-	9.507,0
"Enterprise Value" (€ M)	20.929,1	-	20.257,9

Múltiplos EDP e Congéneres Ibéricas



Nota: Múltiplos EDP e Congéneres com base em relatórios de analistas financeiros.

Principais Eventos EDP - 2006

5-Jan Banco Espírito Santo comunica que passa a ser titular de uma participação no capital da EDP de 2,17%

3-Fev Baltic comunica a aquisição de 2,0020% da participação pertencente à Brisa no capital da EDP

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

16-Fev EDP Lajeado conclui negociação com a Eletrobrás relativamente às acções preferenciais "resgatáveis" emitidas pela Investco

7-Mar EDP divulga resultados financeiros anuais referentes a 2005

31-Mar Assembleia Geral de Accionistas da EDP

3-Abr Caixa Geral de Depósitos aumenta participação na EDP para 5,098%

6-Abr ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da Enersul de 16,75%

18-Abr Deliberações do Conselho de Administração relativamente à constituição da Comissão Executiva, constituição do Comité de Auditoria, designação do Secretário da Sociedade e nomeação do representante para as relações com o mercado e a CMVM

25-Abr Data de "Ex-dividend"

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%)

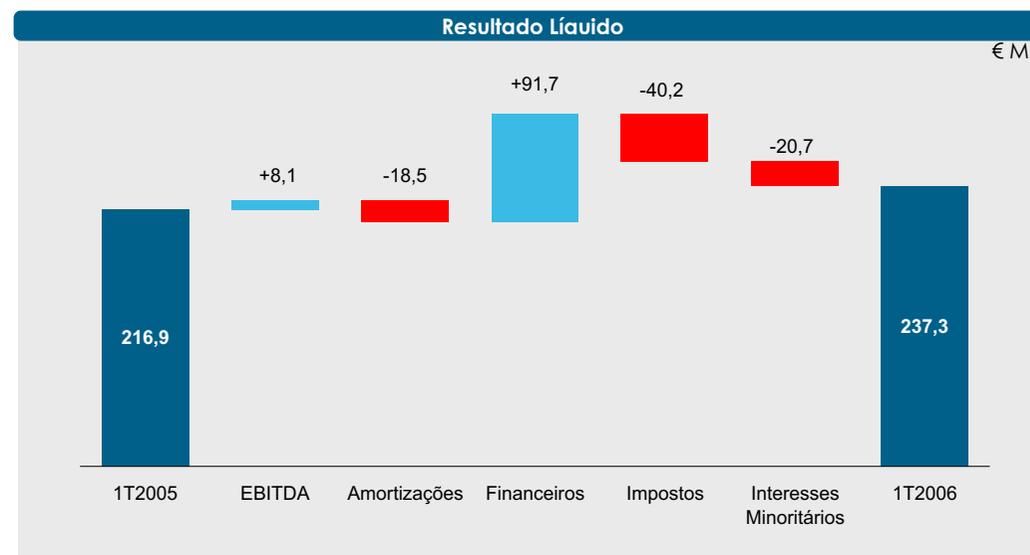
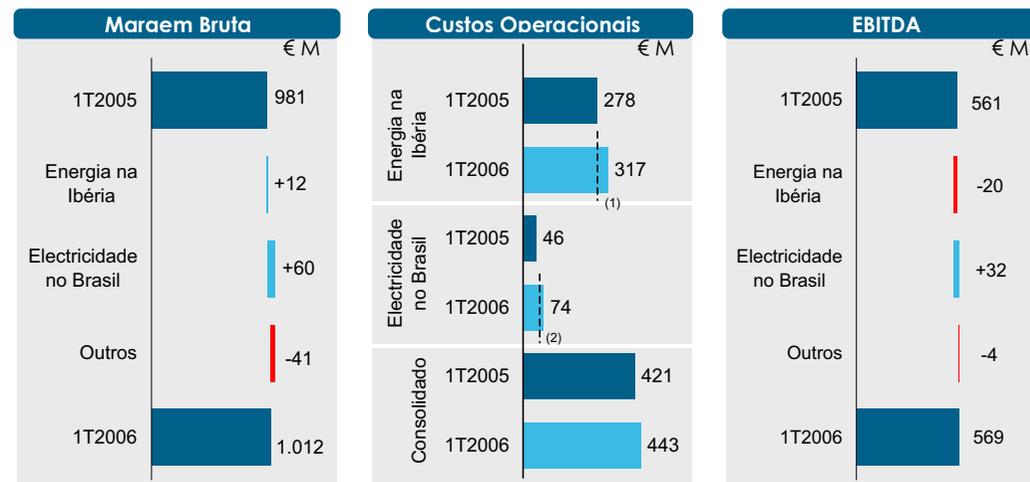
11-Mai Caixa Geral de Depósitos diminui participação no capital da EDP para 4,95%

Demonstração de Resultados Consolidada

As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Demonstração de Resultados Consolidada (€ M) | 1T2006 | 1T2005 | Δ 06/05

Vendas de electricidade	2.421,8	2.136,1	13,4%
Outras vendas	259,6	175,3	48,1%
Prestação de serviços	78,6	142,1	-44,7%
Proveitos Operacionais	2.760,1	2.453,5	12,5%
Electricidade & gás	1.243,5	1.195,6	4,0%
Combustíveis	292,6	267,2	9,5%
Materiais diversos e mercadorias	212,1	9,2	-
Custos Directos da Actividade	1.748,2	1.472,0	18,8%
Margem Bruta	1.011,9	981,5	3,1%
Margem Bruta/Proveitos	36,7%	40,0%	-3,3%
Fornecimentos e serviços externos	167,8	177,0	-5,2%
Custos com pessoal	141,9	133,4	6,4%
Custos com benefícios sociais	18,1	25,1	-27,7%
Rendas de concessão	53,0	51,4	3,0%
Outros custos/(proveitos) operacionais	62,1	33,8	83,8%
Custos Operacionais	442,9	420,6	5,3%
EBITDA	569,0	560,8	1,4%
EBITDA/Proveitos	20,6%	22,9%	-2,2%
Amortizações	241,6	218,6	10,5%
Compensação amort. activo subsidiado	(24,7)	(20,2)	-22,1%
EBIT	352,0	362,4	-2,9%
EBIT/Proveitos	12,8%	14,8%	-2,0%
Resultados financeiros	25,8	(65,9)	-
Amortização dos direitos de concessão	(9,1)	(9,4)	2,7%
Actividades descontinuadas	-	-	-
Resultados Antes de Impostos	368,7	287,6	28,2%
IRC e Impostos diferidos	107,9	67,8	59,2%
Interesses Minoritários	23,7	3,0	701,2%
Resultados Líquidos	237,1	216,9	9,3%



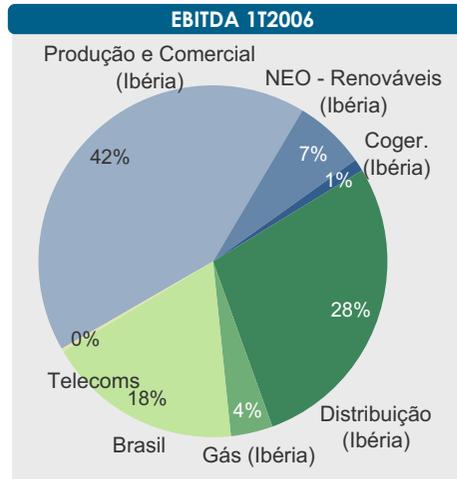
Notas:

(1) Os custos operacionais na Ibéria foram afectados por uma provisão de €29M associada ao RD 3/2006 relativamente às emissões de CO2

(2) Em Euros, os custos operacionais no Brasil estão influenciados pela apreciação do Real (+31% vs 1T2005; impacto: €18M)

EBITDA (€ M) | 1T2006 | 1T2005 | Δ 06/05

IBÉRIA	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Produção e Comercial.	244,0	281,5	-13,3%
NEO - Energias Renováveis	39,4	15,5	153,8%
Cogeração	6,2	6,4	-3,2%
Distribuição	163,5	173,2	-5,6%
Gás	23,7	30,3	-22,0%
Brasil	105,2	73,4	43,2%
Telecoms	1,3	7,6	-83,2%
Outros e Ajustamentos	(14,2)	(27,1)	47,4%
Consolidado	569,0	560,8	1,4%



• **Produção e Comercialização Ibéricas:** O EBITDA diminuiu 13,3% reflectindo alguns factores singulares no 1T2006: i) a publicação do RD 03/2006, que pressupõe uma eventual devolução das licenças de CO2 atribuídas aos produtores, no "Plano Nacional de Atribuição de Licenças" Espanhol, nos montantes equivalentes aos meses de Janeiro e Fevereiro (€29M); e ii) o provisionamento de perdas comerciais em Portugal (-€14M). A EDP beneficiou dos preços elevados da pool e da sua posição longa em produção no mercado liberalizado na Ibéria, o que não teve reflexo ao nível da margem bruta, que caiu 2,4%: i) o deficit de licenças de CO2 vs. emissões de CO2 representou um custo de -€6M; ii) o mark-to-market da provisão associada ao défice de licenças de CO2 de 2005 ascendeu a um custo de -€8M; e iii) o mark-to-market de um derivado de cobertura da volatilidade do preço de mercado na HC ascendeu a -€14M. Excluindo o acima referido, a margem bruta da produção e comercialização liberalizada aumenta 5,1%. A margem bruta das centrais com CAE aumentou 5,3% no 1T2006.

• **NEO - Energias Renováveis:** O EBITDA mais do que duplicou, reflexo dos investimentos realizados em 2005 pela EDP (nomeadamente a compra da Desa em Espanha no 4T2005), o que possibilitou a duplicação da capacidade instalada para 712 MW (ou 1.024 MW de capacidade instalada bruta).

• **Distribuição na Ibéria:** Apesar de um forte aumento nos volumes de electricidade distribuída pela EDP na Península Ibérica (+4,9% no período) e dos ganhos de eficiência conseguidos através de uma redução dos custos operacionais (-0,8% no período), o EBITDA diminuiu 5,6%. Esta evolução reflecte: Em Portugal, o impacto nos custos do sistema do aumento inesperado dos custos com combustíveis e com a produção em regime especial, que conjugado com a limitação à inflação do aumento das tarifas em baixa tensão, criou um défice tarifário, que será recuperado com juros entre 2007 e 2011; em Espanha, a aplicação do RD 3/2006 que veio alterar o mecanismo de liquidação do sistema, reconhecendo apenas um preço de €42,35/MWh para a energia adquirida pelos distribuidores.

• **Gás na Ibéria:** Apesar da alteração no método de consolidação da Portgás (60% proporcional no 1T2006; pelo MEP no 1T2005), a necessidade, não recorrente, da Naturgas adquirir gás no mercado "spot" a preços elevados teve um impacto negativo de €15M ao nível do EBITDA. Este custo é não recorrente.

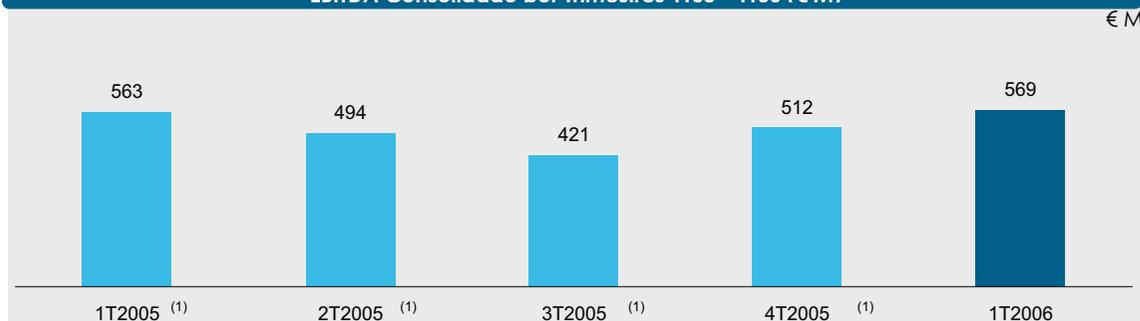
• **Brazil:** as actividades do Grupo EDP no Brasil beneficiaram de um crescimento de 5% do consumo de electricidade nas áreas de concessão das nossas empresas de Distribuição. O aumento no EBITDA (9% em moeda local) teria sido superior (cerca de 33%) se os custos não controláveis não tivessem sido superiores ao montante reconhecido na tarifa. Adicionalmente, a EDP beneficiou de uma apreciação do Real de 31% face ao Euro entre o 1T2006 e o 1T2005.

• **Outros:** A variação dos "outros e ajustamentos" está principalmente relacionada com a contabilização de uma provisão de €17M no 1T2005 relativa ao défice tarifário em Espanha. No 1T2006 a insuficiência tarifária estimada para o sistema eléctrico espanhol, não teve impacto nos resultados, considerando que a actual legislação assegura a sua recuperação em anos posteriores.

Contribuições para a variação de EBITDA por Área de Negócio (€ M)



EBITDA Consolidado por Trimestres 1T05 - 1T06 (€ M)



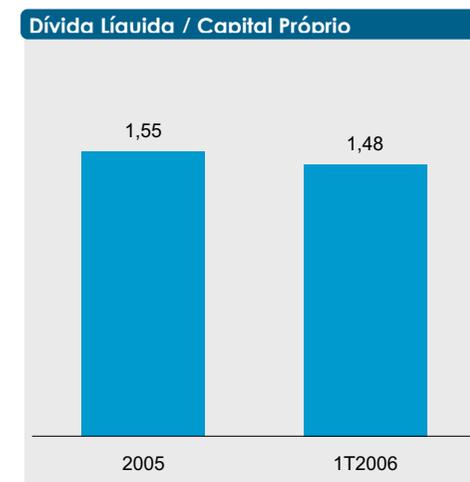
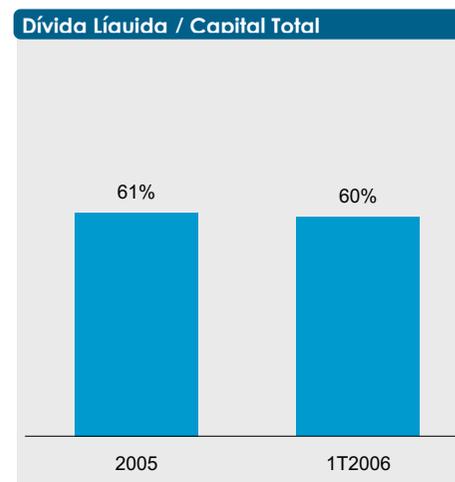
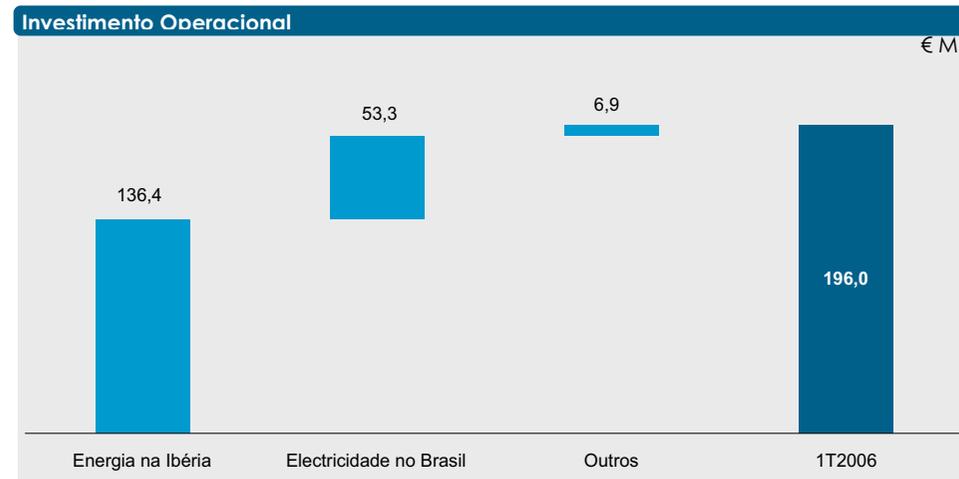
⁽¹⁾ Ajustado para excluir os seguintes impactos não-recorrentes em 2005: i) mais valias: €15M com a venda de 60% da Edinfor, €12,4M com a transferência da participação no BCP para o Fundo de Pensões da EDP, €9,2M com a venda da REE, €397M com a venda da Galp, €11M com a venda da Efaced, Canal Energia e H. Santillana; ii) provisão associada ao Déficit Tarifário e recuperação do valor de concessão do Lajeado (€30M).

As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Activo (€ M)	1T2006	2005
Activo fixo	19.038	18.501
Imobilizado incorpóreo (líquido)	3.963	3.656
Imobilizado corpóreo (líquido)	14.027	13.898
Investimentos financeiros (líquido)	1.048	947
Outros Activos	4.861	5.006
Existências	236	219
Clientes (líquido)	1.682	1.464
Outros devedores (líquido)	2.353	2.462
Caixa e equivalentes	590	861
Impostos diferidos	861	893
Total do Activo	24.761	24.399

Capital Próprio (€ M)	1T2006	2005
Capital	3.657	3.657
Acções próprias	-27	-38
Resultados e outras reservas	1.201	1.205
Interesses minoritários	1.341	1.288
Total do Capital Próprio	6.172	6.111

Passivo (€ M)	1T2006	2005
Provisões	2.265	2.112
Conta de correcção de hidraulicidade	122	170
Dívida financeira	10.072	10.584
Curto prazo	1.470	1.984
Médio e longo prazo	8.602	8.601
Outros credores	5.762	5.052
Fornecedores	5.612	4.914
Outros credores	150	138
Impostos diferidos	369	370
Total do Passivo	18.589	18.288
Total do Capital Próprio + Passivo	24.761	24.399



Investimento Operacional (€ M)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Centrais em Exploração	1,9	2,8	-29,7%
Novas Centrais	12,0	24,6	-51,4%
Ambiental	7,4	0,8	-
Comercialização	0,0	0,3	-85,1%
Portugal	21,4	28,4	-24,9%
Centrais em Exploração	3,5	0,8	-
Novas Centrais	13,3	0,2	-
Ambiental	18,0	2,4	-
Comercialização	0,0	0,3	-88,4%
Espanha	34,9	3,6	-
Produção e Comercial Ibérica	56,3	32,0	75,8%
Parques Eólicos	2,0	4,3	-54,0%
Portugal	2,0	4,3	-54,0%
Parques Eólicos	13,8	18,3	-24,5%
Outros	1,1	1,6	-33,4%
Espanha	14,9	19,9	-25,2%
NEO - Energias Renováveis	16,8	24,2	-30,3%
Rede de Distribuição	70,8	74,1	-4,5%
Outros	6,9	5,8	18,1%
(-) Subsídios ao investimento	27,8	28,8	-3,5%
Portugal	49,8	51,1	-2,5%
Rede de Distribuição	9,0	8,3	8,8%
(-) Subsídios ao investimento	1,6	2,7	-38,5%
Espanha	7,3	5,6	31,2%
Distribuição na Ibéria	57,2	56,7	0,8%
Rede de Distribuição	1,4	-	-
Outros	0,5	-	-
Portugal	1,9	-	-
Rede de Distribuição	3,1	2,1	47,5%
Outros	1,1	2,2	-48,7%
Espanha	4,2	4,3	-1,5%
Gás na Ibéria	6,1	4,3	42,3%
Core Business Ibérico	136,4	117,2	16,4%
Produção	24,0	43,0	-44,2%
Distribuição	29,2	22,0	32,6%
Comercialização e Outros	0,1	0,1	54,0%
Brasil	53,3	65,1	-18,1%
Telecoms	4,1	6,4	-35,5%
Outros	2,2	2,5	-12,3%
Grupo EDP	196,0	191,1	2,5%

O Investimento Operacional do Grupo EDP atingiu os €196,0M no 1T2006, um aumento de 2,5% relativamente ao 1T2005, devido aos investimentos realizados no negócio da Produção Ibérica, principalmente relacionados com: i) os trabalhos de construção de um segundo grupo de 400MW na CCGT do Castejón, cuja entrada em funcionamento se prevê para o final de 2007 e ii) investimentos ambientais realizados em Sines, Aboño e Soto para reduzir as emissões de SO₂ e NO_x de forma a cumprir com as directivas da UE.

Produção e Comercialização Ibérica – A redução do investimento operacional do Grupo EDP no negócio da Produção em Portugal está relacionada com o fim dos trabalhos de construção da central hidroeléctrica de Frades (192MW – Ago 05) e do terceiro grupo da CCGT do Ribatejo (392MW – Mar 06). Em Espanha, a EDP continuou os trabalhos de construção do segundo grupo de 400MW da CCGT do Castejón, cuja entrada em serviço industrial está prevista para o final de 2007. No 1T2006, o investimento total neste projecto ascendeu a €13,3M. Em 2006, a EDP irá iniciar a construção de outra CCGT de 400 MW, localizada em Soto, e cuja entrada em operação se prevê para 2008. Adicionalmente, no 1T2006, a EDP investiu €25,4M na redução de emissões de SO₂ e NO_x nas centrais de Sines, Aboño e Soto, com o objectivo de cumprir com as directivas da UE até ao final de 2007. O total de investimento ambiental estimado para as centrais ibéricas do Grupo EDP, entre 2006 e 2008, deverá ser de aproximadamente €290M.

NEO - Energias Renováveis – No 1T2006, o investimento operacional da NEO totalizou €16,8M, sendo que 94% foi investido em Parques Eólicos: i) em Espanha, a NEO investiu €11M na conclusão de dois parques eólicos que entraram em funcionamento no 1T2006 – Boquerón (22 MW – Jan06) e Belchite (50 MW – Fev06), tendo sido o restante investido noutros projectos que deverão entrar em funcionamento ainda este ano, nomeadamente Brújula (73 MW), Curiscão (73 MW) e Tarifa (18 MW); ii) em Portugal, o investimento em parques eólicos está principalmente relacionado com projectos que entrarão em operação entre 2006 e 2007. Até ao final de 2006, prevê-se a entrada em funcionamento de mais 435 MW, dos quais 155 MW em Portugal e 280 MW em Espanha.

Distribuição na Ibéria – O investimento operacional do Grupo EDP na área da distribuição ascendeu a €57,2M no 1T2006, com vista à melhoria da qualidade de serviço. No entanto, em Portugal, o tempo de interrupção equivalente (TIE) aumentou 14 min. quando comparado com o 1T2005, para 57 min. no 1T2006, devido a condições atmosféricas menos favoráveis e a um incidente numa sub-estação da EDP Distribuição, o que levou a um acréscimo no TIE de 21 min. Em Espanha, no 1T2006 o tempo de interrupção equivalente da rede da HC manteve-se estável nos 29 min.

Gás Ibérico – O investimento operacional no negócio do gás na Península Ibérica totalizou €6,1M no 1T2006, tendo sido cerca de 75% investidos no desenvolvimento da actividade de distribuição de gás. O restante está relacionado com a actividade de transporte em Espanha, campanhas de promoção comercial, contadores e redutores para novos locais de consumo e à adaptação das instalações de GPL para GN.

Brasil – O investimento operacional da Energias do Brasil diminuiu 18% relativamente ao 1T2005, uma vez que a construção da central hidroeléctrica Peixe Angical está perto da sua conclusão (€20M no 1T2006 vs. €41M no 1T2005). Até ao final de 2006, a Energias do Brasil espera aumentar a sua capacidade instalada em 75 MW com o fim da construção da central hidroeléctrica de São João (25 MW) e a entrada em operação de um novo grupo na central hidroeléctrica de Mascarenhas (50 MW). Adicionalmente, a empresa anunciou a construção da central hidroeléctrica de Santa Fé (29 MW), estando a sua construção condicionada à obtenção das licenças ambientais preliminares. Relativamente aos €29,2M investidos na actividade de distribuição, €10M estão relacionados com o programa de ligação universal a todos os clientes de baixa tensão nas áreas de concessão da Bandeirante, Escelsa e Enersul – "Universalização".

Telecomunicações – Numa base pro-forma (excluindo a contribuição da Comunitel no 1T2005) o investimento operacional da ONI aumentou 70% para €4,1M no 1T2006, devido aos investimentos realizados em centrais de acesso directo (Oferta do Laçete Local).

Cash Flow Operacional por Área de Neaócio (€ M) | 1T2006 | 1T2005 | Δ 06/05

Área de Neaócio	1T2006	1T2005	Δ 06/05
IBÉRIA			
Produção e Comercial.	252,9	260,4	-2,9%
NEO - Energias Renováveis	31,4	14,0	124%
Cogeração	5,8	5,2	10%
Distribuição	(75,2)	145,9	-
Gás	20,5	24,5	-17%
Brasil	82,0	63,1	30%
Telecoms	(1,0)	7,7	-
Correcção de Hidraulicidade	(49,1)	(53,0)	7%
Outros	(15,7)	(4,3)	-
Cash Flow Operacional do Grupo EDP	251,6	463,5	-46%

Cash Flow Consolidado (€ M) | 1T2006 | 1T2005

Item	1T2006	1T2005
Resultado líquido	237,1	216,9
Amortizações	241,6	218,6
Compensação da amortização dos activos subsidiados	(24,7)	(20,2)
Amortização dos direitos de concessão	9,1	9,4
Provisões líquidas	4,7	(9,2)
Juros da conta de hidraulicidade	1,0	2,1
Diferenças de câmbio	(7,7)	(5,8)
Consolidação pelo equity	(34,9)	(10,1)
Impostos diferidos	28,5	1,7
Interesses minoritários	23,7	3,0
Outros ajustamentos ⁽¹⁾	(62,1)	20,6
Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros	99,0	96,4

Cash Flow Operacional antes de Investimento Fundo de Maneio | 515,4 | 523,5

Investimento em fundo de maneio	(215,8)	(6,8)
Correcção de hidraulicidade	(49,1)	(53,0)

Cash Flow Operacional | 250,5 | 463,7

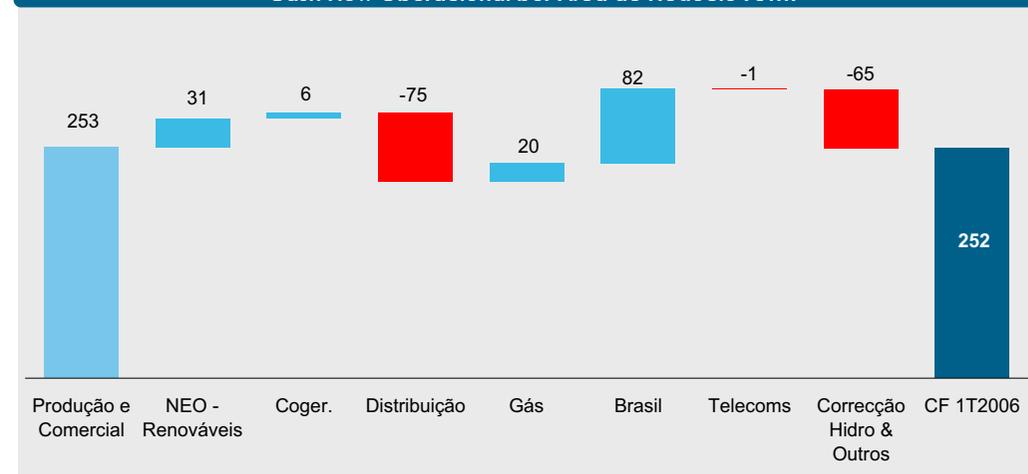
Investimento operacional	(196,0)	(191,1)
--------------------------	---------	---------

Cash Flow Operacional Líquido | 54,5 | 272,6

Alienação de imobilizados	583,7	-
Investimento financeiro	(4,1)	(155,1)
Financiamento de 6,08% do Défice Tarifário em Espanha	(71,0)	(40,6)
Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros	(99,0)	(96,4)
Dividendos pagos e distribuição de resultados	-	-
Outras variações não operacionais	(130,9)	(88,4)

Redução/(Aumento) da Dívida Líquida | 333,2 | (108,0)

Cash Flow Operacional por Área de Neaócio (€ M)



O cash flow do Grupo EDP neste período permitiu uma redução da dívida líquida em €333,2M, relativamente ao final de 2005. Esta redução é explicada:

- 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;

que foram parcialmente compensados:

- por uma diminuição do cash flow antes de investimento operacional, devido a dois factores extraordinários:

i) o aumento do fundo de maneio da EDP Distribuição em cerca de €200M, devido principalmente à implementação na actividade de distribuição em Portugal da facturação bimestral em vez de mensal, permitindo a redução dos custos de facturação e portes de envio;

ii) o pagamento de €49,1M à REN, respeitantes à conta de hidraulicidade, devido a um período de seca (coeficiente hidraulicidade de 0,57 no 1T2006);

- pelo financiamento pela HC Energia de 6,08% do défice do sistema regulado Espanhol para o 1T2006 (€71M).

Nota:

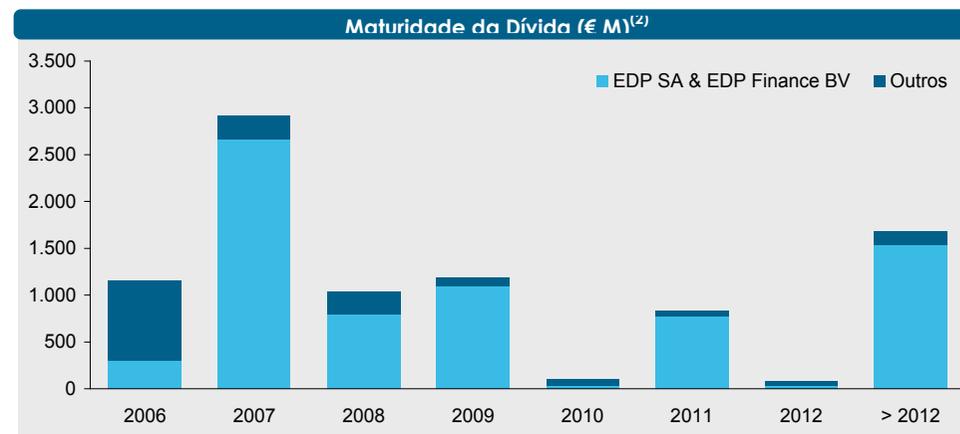
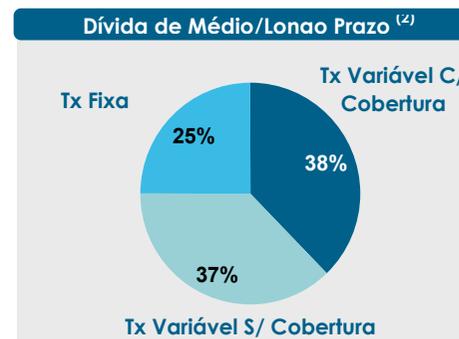
⁽¹⁾ Outros ajustamentos incluem a substancial reversão (+€103,5M) do impacto negativo contabilizado em 2005 (-€118,0M) relativo ao "mark-to-market" do derivado contratado para cobrir o efeito da alteração das taxas de juro no cálculo do Valor Actual Líquido dos CMECs. Esta reversão resulta dos recentes aumentos das taxas de juro.

Dívida Financeira (€ M)	1T2006	2005
IBÉRIA		
Produção e Comercialização	2.187,9	2.453,7
NEO - Energias Renováveis	1.539,4	1.357,0
Cogeração	76,2	77,4
Distribuição	2.102,6	1.866,0
Gás	122,2	121,6
Brasil	1.093,2	1.064,0
Telecoms	326,2	315,7
EDP SA & Ajustamentos	2.220,4	2.921,8
Sub-Total	9.668,0	10.177,1
Derivativo OPTEP (Passivo)	315,0	315,0
"Fair Value" (Dívida coberta)	88,5	92,2
Dívida Financeira	10.071,5	10.584,3
Caixa & Equivalentes	590,2	861,1
Derivativo OPTEP (Activo)	351,3	260,0
Dívida Líquida Grupo EDP	9.130,0	9.463,2

Dívida Financeira Nominal por Empresa (€ m)	1T2006	2005
EDP S.A. and EDP Finance BV	7.308,6	7.844,8
EDP Produção	27,6	29,0
EDP Comercial	-	-
NEO Energia	495,2	-
EDP Distribuição	-	-
Portgás (60%)	65,1	70,7
HC Energia	240,4	701,8
Energias do Brasil	1.029,5	1.006,6
Oni	326,1	315,7
Outros	10,1	44,1
Dívida Financeira Nominal	9.502,6	10.012,6
Juros da dívida a liquidar	165,4	164,5
Dívida Financeira Nominal + Juros a Liquidar	9.668,0	10.177,1

Provisions for Social Benefits (€ M)	1T2006	2005
Pensões ⁽¹⁾	1.059,7	1.099,6
Actos Médicos	737,1	743,6
Total	1.796,8	1.843,2

Ratina da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
	EDP SA & EDP Finance BV	A/Stab/A-1	A2/Stab/P-1
HC Energia		A3/Stab/P-2	BBB+/Stab/F2
Bandeirante	brA-/Stab	Ba3/A3.br/Stab	
Escelsa	BB-/brA-/Stab	Ba3/A3.br/Stab	
Energul		Ba3/A2.br/Stab	
Investco	Ba1/Stab		



⁽¹⁾ Pensões incluem o valor da provisão relacionada com os custos do Programa de Apoio à Reestruturação da EDP, que estão a ser recuperados na tarifa

⁽²⁾ Valor Nominal

Resultados Financeiros (€ M) | 1T2006 | 1T2005 | Δ 06/05

Empresas do Grupo e associadas	34,9	10,1	245,2%
Rendimentos de particip. de capital	-	-	-
Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros	34,9	10,1	245,2%
Juros Financeiros Líquidos	(89,1)	(91,9)	3,1%
Diferenças de Câmbio	7,7	5,8	33,2%
Outros Financeiros	72,4	10,2	-
Ganhos/(Perdas) Financiamento	(9,1)	(76,0)	88,1%
Resultados Financeiros	25,8	(65,9)	-

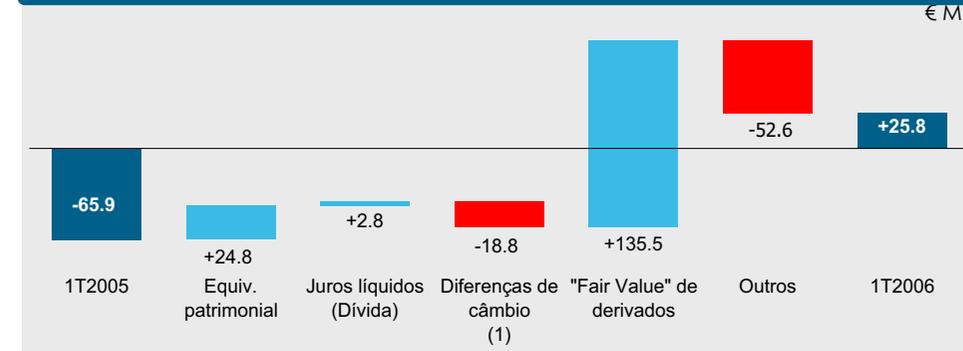
Impacto Consolidação pelo MEP (€ M) | 1T2006 | 1T2005 | Δ 06/05

REN (30%)	26,3	5,2	407,8%
Edinfor (40%)	1,5	(5,7)	-
Portgás (59.6% in 2005)	-	3,8	-
Setgás (19.8%)	0,2	0,1	-
CEM (22%)	1,5	1,9	-19,1%
Turbogás (40%)	3,2	1,3	152,7%
DECA II (EEGSA (21%))	0,0	1,3	-99,8%
Subsidiárias da HC	0,7	1,0	-30,8%
Outros	1,4	1,4	4,8%
Total	34,9	10,1	245,7%

Amort. trespases e concessões (€ M) | 1T2006 | 1T2005 | Δ 06/05

EBE	2,1	2,2	-6,6%
IVEN (Escelsa/Enersul)	5,4	5,2	3,3%
EDP LAJEADO (Investco)	0,8	-	-
Comunitel	-	1,1	-
Oni	0,8	0,8	0,0%
Total	9,1	9,4	-2,7%

Resultados Financeiros | € M



Os resultados financeiros do 1T2006 reflectem:

- Um aumento dos **“Ganhos em empresas do grupo e associadas”** em €24,8M, devido principalmente: i) à contribuição do MEP da REN, que reflecte a recuperação no 1T2006 do défice tarifário do ano anterior; e ii) à melhoria do resultado líquido da Edinfor (uma perda de €14,4M no 1T2005 vs. um lucro de €3,8M no 1T2006). No 4T2005, a Portgás começou a ser consolidada proporcionalmente (a EDP detém actualmente 72% da Portgás. No 1T2006 foi consolidada proporcionalmente a 59,6%).
- Uma melhoria de 3,1% dos **“Juros financeiros líquidos”**, beneficiando de uma queda de 40 p.b. no custo médio da dívida do Grupo EDP, o que compensou o aumento do nível médio da dívida do 1T2005 para o 1T2006.
- O facto da apreciação do Real Brasileiro contra o Dólar Americano no 1T2006 (8%) ter sido superior à do 1T2005 (0%). O impacto na dívida denominada em Dólares no Brasil levou a uma melhoria nas **“Diferenças de câmbio”** de €1,9M.
- A rubrica de **“Outros”** ganhos e perdas financeiros inclui realidades com impactos opostos nos resultados financeiros: i) consequência do aumento nas taxas de juro, o impacto negativo de €118M contabilizado no final de 2005, relativa ao "mark-to market" do derivado contratado pela EDP para cobrir o efeito de alterações na taxa de juro no calculo do valor actual líquido dos CMECs, foi substancialmente revertido no montante de €103,5M; ii) o justo valor dos outros derivados do Grupo reflectiu-se em +€24,0M no 1T2006 vs. o 1T2005; iii) foi também registada uma provisão de €44,2M relacionada com garantias prestadas no financiamento da Electra, em que a EDP assumiu a responsabilidade de 60% do valor em dívida.

⁽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		
	1T2006	1T2005	Δ 06/05	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Hidroeléctrica	2.297	1.360	68,9%	5.724	4.986	14,8%
Nuclear	-	-	-	16.102	15.540	3,6%
Carvão	3.495	3.639	-3,9%	18.564	20.207	-8,1%
CCGT	2.721	2.999	-9,3%	16.099	10.271	56,7%
Fuel/Gas/Diesel	878	1.990	-55,9%	1.817	3.607	-49,6%
Auto-Consumo	-	-	-	(2.348)	(2.361)	0,6%
(-) Bombagem	(128)	(162)	20,9%	(1.559)	(1.479)	-5,5%
Regime Convencional	9.263	9.825	-5,7%	54.399	50.771	7,1%
Regime Especial	2.164	1.509	43,4%	13.549	13.214	2,5%
Importação / (Exportação)	1.777	1.380	28,8%	(1.783)	646	-
Consumo Referido à Emissão	13.204	12.714	3,9%	66.165	64.631	2,4%
Perdas na Transmissão e outros	(217)	(204)	-6,2%	(772)	(770)	-0,3%
Energia Entregue ao Sistema	12.987	12.509	3,8%	65.393	63.862	2,4%

MERCADO IBÉRICO

• O consumo referido à emissão na Península Ibérica apresentou um crescimento de 2,6% no 1T2006, tendo o consumo em Portugal aumentado 3,9% e em Espanha 2,4%. Em conjunto com um crescimento saudável do consumo de electricidade, o mercado Ibérico caracterizou-se por uma modesta recuperação dos níveis tradicionais de hidraulicidade e por um forte aumento dos preços no mercado grossista, no seguimento de custos marginais de produção de electricidade superiores e de um aumento da produção térmica em Espanha.

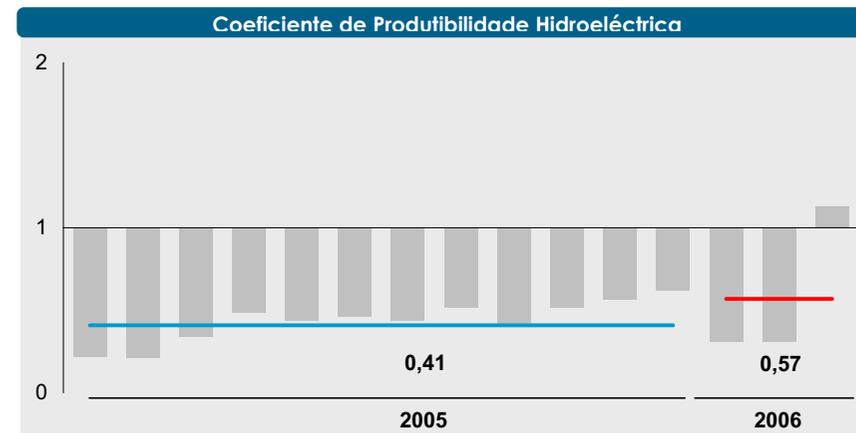
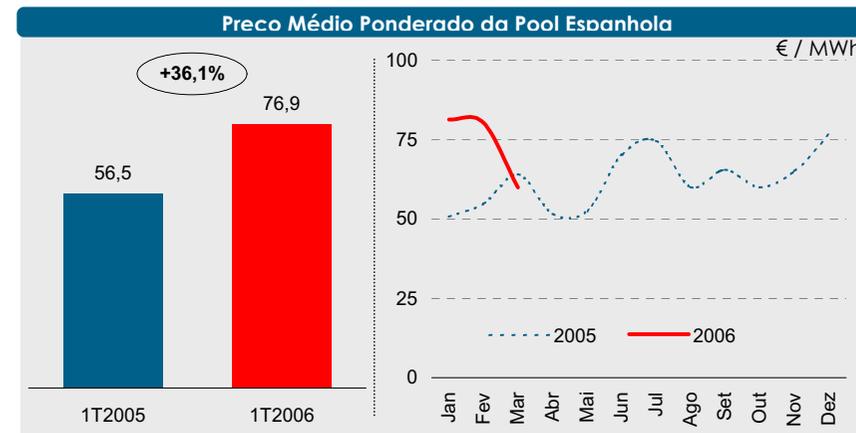
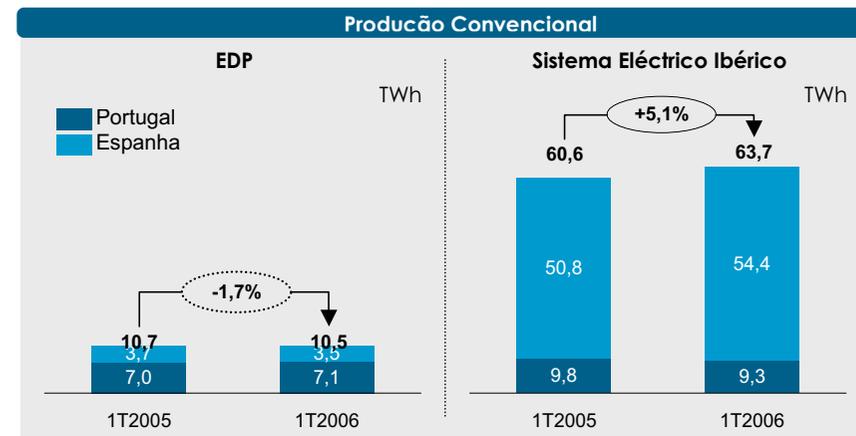
• Na Ibéria, o enquadramento regulatório garante aos Produtores em Regime Especial (PRE) prioridade de despacho sobre as restantes tecnologias. No 1T2006, os PREs na Ibéria representaram cerca de 20% do consumo referido à emissão (+0,8 p.p. vs. 1T2005). A maioria deste aumento foi registado no sistema português – no 1T2006 a produção em regime especial representou cerca de 16% vs. 12% no 1T2005 – explicado por um aumento da capacidade instalada em parques eólicos, que aumentou 82% em relação ao 1T2005, para os 1.224 MW. Em Espanha, a capacidade instalada em energia eólica apenas aumentou 11%, para os 10,020 MW.

• No que respeita ao regime convencional, a produção de electricidade em Portugal com base em centrais a gás natural e carvão, apresentou uma queda face ao 1T2005, em resultado do aumento da produção em regime especial, acima explicado, e da produção hidroeléctrica. Em Espanha, a produção das CCGTs aumentou 57%, devido a um aumento da capacidade instalada, enquanto que a produção das centrais a carvão diminuiu 8,1%.

• Neste período estima-se que, no mercado Ibérico, as emissões de CO2 das centrais eléctricas tenham ultrapassado as licenças de emissão atribuídas (2006: 39,0M ton de CO2 em Portugal e 174,6M ton de CO2 em Espanha, incluindo as licenças reservadas para novos entrantes), o que em conjunto com o défice de licenças de CO2 acumulado de 2005 e os elevados preços das licenças no 1T2006, condicionou a utilização das centrais a carvão que apresentam maiores níveis de ineficiência.

EDP (ver produções em anexo)

• No 1T2006, a produção das centrais da EDP em regime convencional na Ibéria diminuiu 1,7%. Em Portugal, a menor utilização das centrais térmicas, resultado de um forte aumento da produção dos PREs e dos preços dos combustíveis, foi compensada por uma maior utilização das centrais hidroeléctricas da EDP (que representam 50% da capacidade da empresa em Portugal), na sequência da melhoria das condições hidrológicas. Em Espanha, a produção eléctrica da EDP diminuiu 5,6%, devido principalmente à paragem programada da CCGT de Castejón para revisão geral, durante 6 semanas no 1T2006.



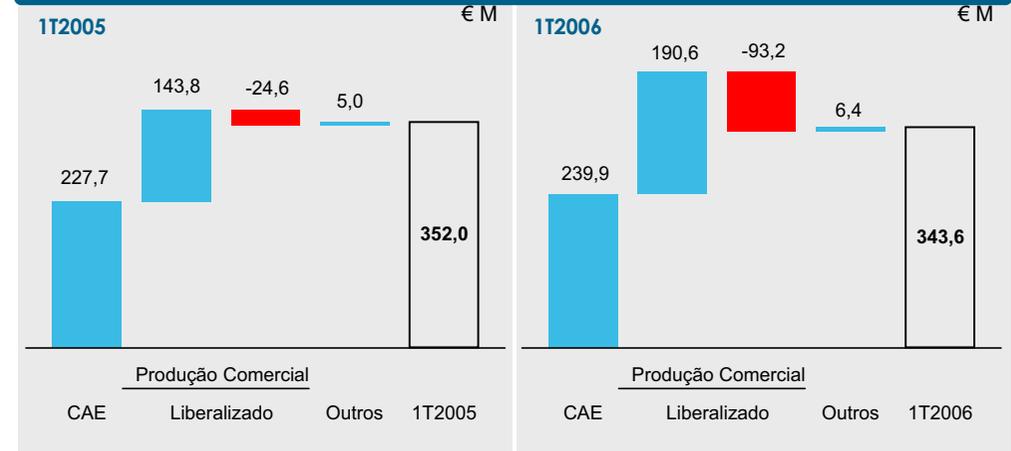
Resultados Financeiros (€ M) | 1T2006 | 1T2005 | Δ 06/05

Margem Bruta	343,6	352,0	-2,4%
Custos Operacionais	99,6	70,4	41,5%
EBITDA	244,0	281,5	-13,3%
EBIT	169,8	210,3	-19,2%

Dados Operacionais | 1T2006 | 1T2005 | Δ 06/05

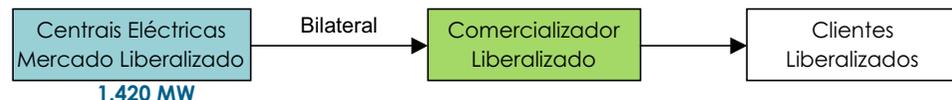
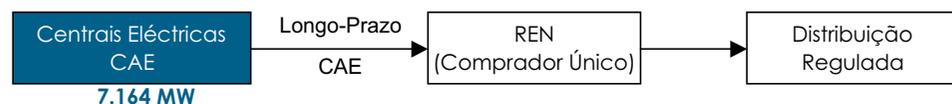
Capacidade Instalada (MW)	11.076	10.524	5,2%
Produção de Electricidade (GWh)	10.506	10.686	-1,7%
Comercial. de Electricidade (Clientes Liberalizados) (GWh)	3.927	2.486	58,0%
Numero de Clientes (mil)	91,7	11,0	8,3x

Contribuição para Margem Bruta € M

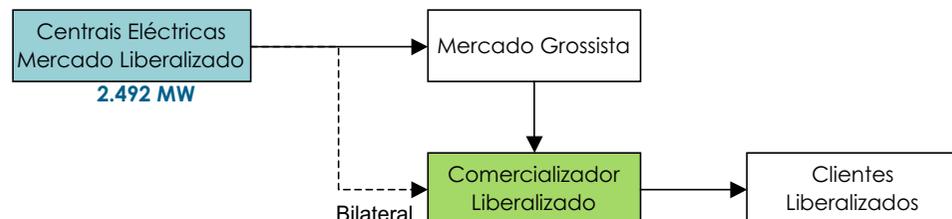


Produção e Comercialização da EDP na Ibéria

PORTUGAL



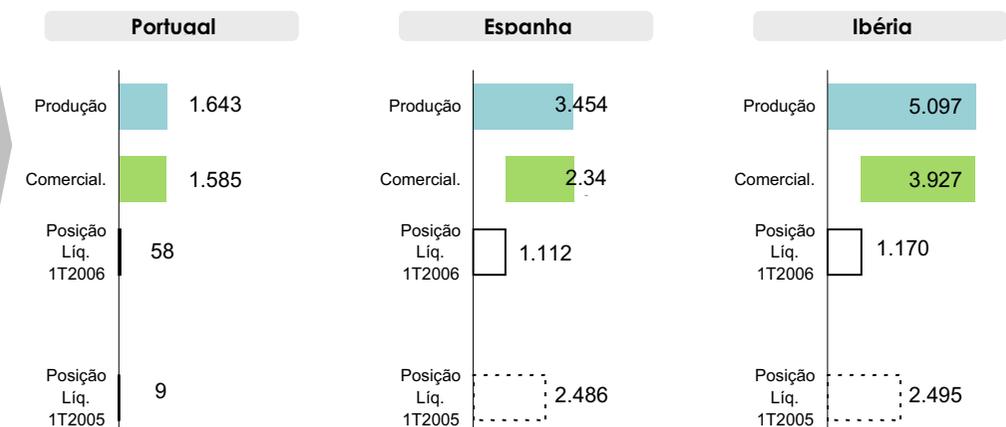
ESPAÑA



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.

Mercado Liberalizado: i) equilibrar as posições na geração e comercialização de modo a cobrir a volatilidade de preços no mercado grossista; ii) repercutir no cliente final os custos marginais da produção.

GWh 1T2006



Margem Bruta (€ M)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
CAE Parcela Fixa	231,6	222,9	3,9%
CAE Parcela Variável	114,9	137,3	-16,4%
Vapor (Barreiro) e Cinzas	1,7	1,4	19,5%
(-) Custos Directos	108,3	134,0	-19,2%
Margem Bruta	239,9	227,7	5,3%

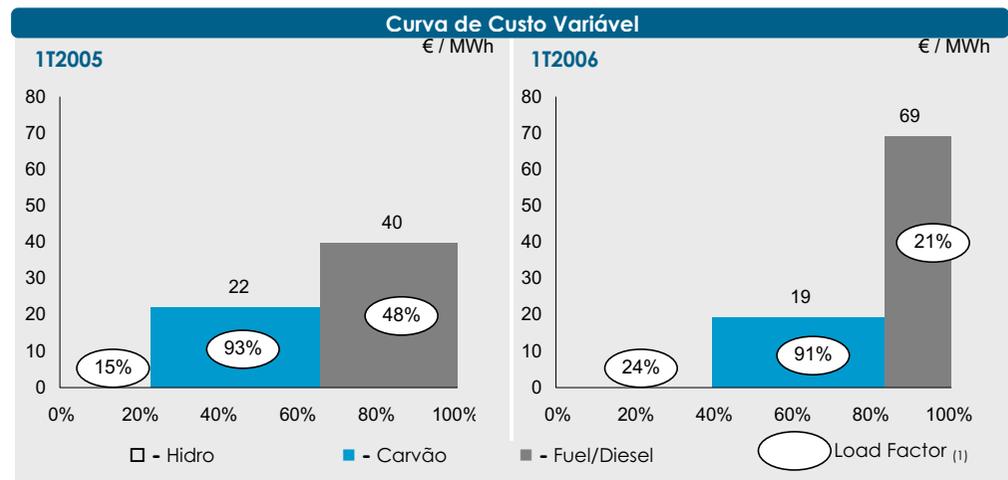
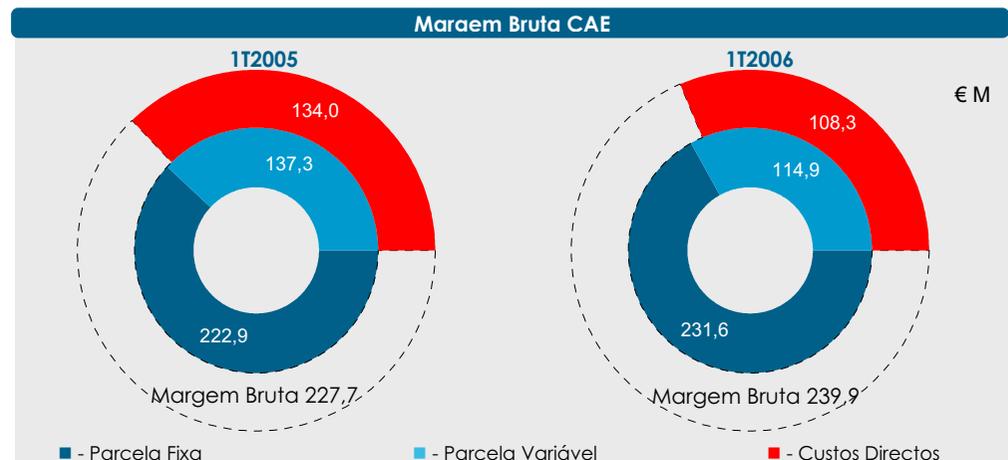
Produção de Electricidade (GWh)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Hidroeléctrica	2.160	1.295	66,9%
Térmoeléctrica	3.249	4.410	-26,3%
Sines	2.371	2.421	-2,0%
Setúbal	771	1.337	-42,3%
Carregado	72	571	-87,4%
Barreiro	34	74	-54,2%
Tunes e Tapada do Outeiro	0	8	-95,1%
Total Emissão	5.409	5.705	-5,2%

• A margem bruta da EDP é apenas marginalmente afectada por alterações no mix de produção ou subidas no preço dos combustíveis uma vez que 65% da sua capacidade instalada na Ibéria está vinculada a Contratos de Aquisição de Energia (CAE) de longo prazo em Portugal.

• A margem bruta das centrais com CAE aumentou 5,3% reflectindo o perfil estável do retorno obtido através da Parcela Fixa dos CAE e a recuperação dos custos com combustíveis através da Parcela Variável dos CAE. De acordo com os CAE, as emissões e as licenças de CO2 das centrais vinculadas são geridas pela REN, não afectando a margem bruta da EDP. O aumento na Parcela Fixa dos CAE no período (+3,9%) reflecte uma actualização à inflação, a entrada em serviço da central de hidroeléctrica de Frades (192 MW) em Agosto de 2005 (+€6,6M) e uma melhoria dos factores de disponibilidade (km) das centrais térmicas (1,059 no 1T2006 vs. 1,050 no 1T2005).

• A margem na aquisição de combustíveis (CAE Parcela Variável menos Custos com Combustíveis) aumentou de €4,2M no 1T2005 para €7,5M no 1T2006 principalmente em resultado de uma maior diferença entre os custos de aquisição de carvão suportados pela EDP e os índices internacionais de carvão (utilizados como referencial no cálculo do CAE Parcela Variável).

Custos Directos (€ M)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Carvão	45,8	53,4	-14,2%
Fuel oil	60,4	78,2	-22,8%
Gás Natural	0,1	0,2	-37,6%
Diesel	0,1	0,6	-88,4%
Autoconsumo de Electricidade e Materiais	1,8	1,5	20,4%
Custos Directos	108,3	134,0	-19,2%

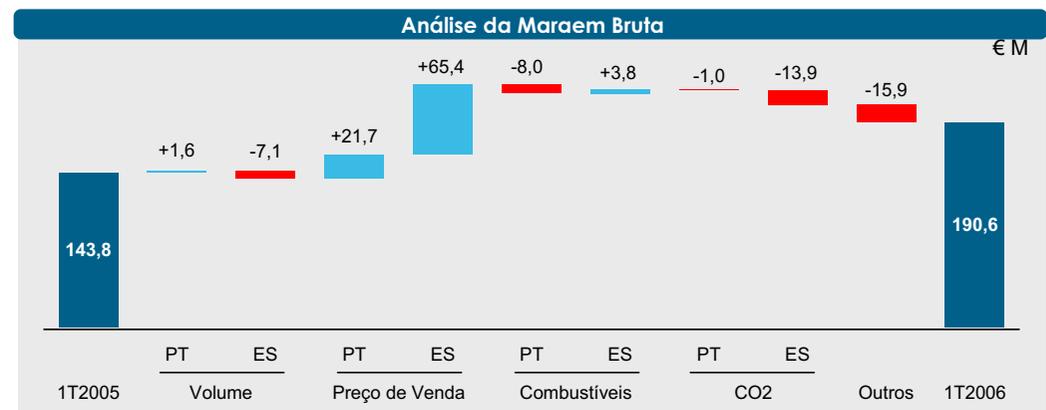
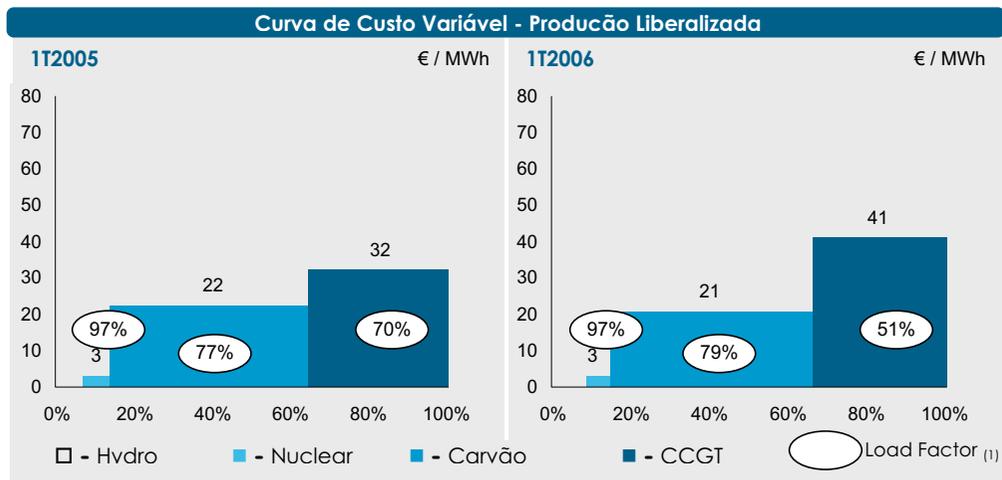


Produção Ibérica: Margem Bruta da Produção Liberalizada

Produção de Electricidade (GWh)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Portugal	1.643	1.322	24,3%
CCGT	1.533	1.289	18,9%
Hidroeléctrica	110	33	232,7%
Espanha	3.454	3.659	-5,6%
Hidroeléctrica	324	305	6,4%
Nuclear	329	331	-0,7%
Carvão	2.638	2.555	3,3%
CCGT	198	506	-60,8%
(-) Bombagem	(36)	(39)	6,1%
Total Produção	5.097	4.981	2,3%

Preço de Venda e Custos com Combustíveis	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Preço Médio de Venda (€ / MWh)			
Portugal	58,0	46,1	25,9%
Espanha	73,2	54,4	34,4%
Custo Médio de Combustíveis (€ / MWh)			
Portugal	39,5	32,2	22,5%
Espanha	20,9	21,9	-4,4%

Margem Bruta (€ M)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Portugal	33,8	19,5	73,5%
Espanha	156,7	124,4	26,0%
Margem Bruta	190,6	143,8	32,5%



Output: No 1T2006, a produção das centrais da EDP no mercado Ibérico liberalizado aumentou 2,3%. Em Portugal, a electricidade produzida pela EDP aumentou 24,3% em resultado: i) da entrada em funcionamento do grupo III da central do Ribatejo (CCGT) no 4T2005 (início do serviço industrial a 16 de Março de 2006); e ii) de uma melhoria dos níveis de hidraulicidade. No entanto, o factor de utilização dos grupos da central do Ribatejo diminuiu de uma média de 75% no 1T2005 para 60% no 1T2006: i) o grupo III ainda estava em período de testes em Janeiro; ii) a produção dos grupos I e II foi reduzida de modo a racionalizar o consumo de gás natural, uma vez que o contrato de fornecimento de gás para o grupo III foi apenas efectuado em Março; e iii) o grupo II esteve parado para trabalhos de reparação. Em Espanha, a redução de 5,6% é explicada pela paragem programada da CCGT de Castejón (387 MW) para revisão geral, durante 6 semanas no 1T2006. Esta paragem traduziu-se numa redução da produção em 262 GWh, a qual não foi completamente compensada por uma maior utilização das centrais a carvão.

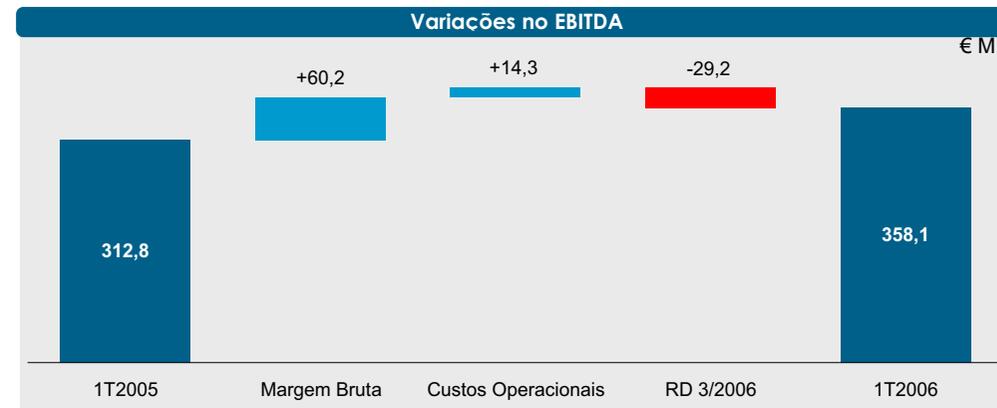
Margem Bruta: Em Portugal, a margem bruta aumentou 73,5% devido: i) a uma revisão em alta do preço contratado com a EDP Comercial (comercialização liberalizada); e ii) ao aumento da produção da central do Ribatejo, com a entrada em funcionamento do grupo III, e das centrais hidroeléctricas. Em Espanha, o crescimento de 26% é explicado: i) pelo forte aumento do preço de venda; e ii) por uma diminuição do custo médio com combustíveis; que mais do que compensou i) uma menor produção; ii) maiores custos com emissões de CO2 (€16M no 1T2006); e iii) a rubrica de outros que inclui o "mark-to-market" de derivados de cobertura da HC (-€14M).

Custos com Combustíveis: Em Portugal, o custo médio do gás natural por MWh aumentou 22,5%, em resultado da forte subida do preço do Brent, ao qual os contratos de fornecimento de gás da central do Ribatejo estão vinculados. Em Espanha, os custos médios com combustíveis por MWh diminuíram 4,4% face ao 1T2005, principalmente devido à diminuição do custo unitário médio das centrais a carvão (-7% vs. 1T2005).

Emissões CO2: Em Portugal, a margem bruta foi afectada em €1M devido a um défice estimado de licenças de CO2 de 46 mil toneladas. É de referir que no 1T2006, a EDP apenas está a contabilizar as licenças atribuídas para os grupos I e II da central do Ribatejo. O grupo III espera receber cerca de 0,8M de toneladas de licenças no 2T2006. Em Espanha, as emissões de CO2 alcançaram os 2,8M de toneladas e foram superiores em 0,3M de toneladas ao consumo previsto de licenças para o período, tendo tido um impacto negativo de €8M na margem bruta. Adicionalmente, a provisão de €28M contabilizada em 2005, relativa à insuficiência de licenças de CO2 para aquele período (1,4M de ton.), foi actualizada ao preço de mercado do CO2 em Março (€27/ton vs. €21/ton em Dez. 2005), tendo tido um impacto negativo de €8M).

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

DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha		
	1T2006	1T2005	Δ 06/05	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Proveitos Operacionais	460,2	450,0	2,3%	265,5	213,7	24,2%
Custos Directos da Actividade	180,1	197,7	-8,9%	108,7	89,4	21,7%
Margem Bruta	280,1	252,2	11,0%	156,7	124,4	26,0%
Margem Bruta/Proveitos	60,9%	56,1%	4,8 pp	59,0%	58,2%	0,9p.p.
Fornecimentos e serviços externos	16,1	16,3	-1,5%	9,8	9,5	3,2%
Custos com pessoal	19,0	20,9	-8,8%	6,9	6,9	-0,1%
Custos com benefícios sociais	3,8	5,5	-32,1%	0,3	0,3	3,6%
Rendas centros electroprodutores	0,9	0,9	-0,9%	-	-	-
Outros custos (proveitos) operac.	(7,4)	1,9	-	29,3	1,6	-
Custos Operacionais	32,4	45,6	-28,8%	46,3	18,3	153,5%
EBITDA	247,7	206,7	19,8%	110,4	106,1	4,1%
EBITDA/Proveitos	53,8%	45,9%	7,9 pp	41,6%	49,6%	-8,0p.p.
Amortizações	52,3	47,9	9,2%	20,9	22,7	-7,8%
Compensa. amort. activos subsid.	(0,9)	(1,5)	38,6%	-0,0	-0,0	8,1%
EBIT	196,3	160,3	22,5%	89,6	83,4	7,3%
EBIT/Proveitos	42,6%	35,6%	7,0 pp	33,7%	39,0%	-0,1p.p.



Número de Trabalhadores	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Trabalhadores			
Portugal	1.670	1.783	-113
Espanha	618	611	+7
MW / Trabalhador			
Portugal	5,2	4,6	14,0%
Espanha	4,0	4,1	-1,1%

PORTUGAL

- O EBITDA aumentou 19,8% principalmente devido ao crescimento da Margem Bruta, como explicado anteriormente. A empresa reduziu ainda custos em 28,8%.
- Os Custos com Pessoal diminuíram 8,8% desde o 1T2005 e os Custos com Benefícios Sociais reduziram-se 32,1% devido a uma diminuição dos prémios para pensões a contabilizar em 2006, na sequência da revisão dos pressupostos actuariais, nomeadamente do aumento da taxa de retorno esperado do activo do fundo de 6,4% em 2005 para 7,5% em 2006 e da redução da taxa de desconto de 5% em 2005 para 4,6% em 2006.
- A variação em "Outros custos (proveitos) operacionais" resulta da regularização de trabalhos para a própria empresa de anos anteriores (€5,9M) no 1T2006, enquanto que no 1T2005 a rubrica inclui o custo associado ao pagamento do Imposto Municipal sobre Transacções Onerosas de Imóveis (IMT) (€2,6M) referente à aquisição dos terrenos das centrais térmicas à REN (Carregado, Tunes e Setúbal).

ESPAÑHA

- O bom desempenho ao nível da Margem Bruta não se reflectiu na sua totalidade no EBITDA, devido ao impacto da aplicação do RD 3/2006.
- 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 €1,2 mil milhões, dos quais a HC Energia tem de financiar 6,08% (€71M). 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 EDP contabilizou uma provisão de €29M considerando a potencial devolução das licenças de emissão de CO2 gratuitamente atribuídas para os períodos de Janeiro e Fevereiro de 2006 (1,5M ton). A Março de 2006, de acordo com a interpretação feita do RD 3/2006, apenas as licenças de emissão de CO2 que respeitam à produção de electricidade vendida no mercado grossista espanhol, deverão ser deduzidas às receitas da produção.

DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha		
	1T2006	1T2005	Δ 06/05	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Proveitos Operacionais	108,5	78,1	38,9%	183,2	71,6	155,7%
Custos Directos da Actividade	135,7	82,0	65,4%	249,2	92,3	169,9%
Margem Bruta	(27,2)	(3,9)	-592,1%	(66,0)	(20,7)	-218,9%
Margem Bruta/Proveitos	-25,1%	-5,0%	-20,1 pp	-36,0%	-28,9%	-7,1p.p.
Fornecimentos e serviços externos	2,3	1,9	19,4%	5,3	5,2	2,1%
Custos com pessoal	1,6	0,9	74,5%	1,3	1,7	-20,3%
Custos com benefícios sociais	0,1	0,1	3,5%	0,0	0,0	-9,6%
Rendas centros electroprodutores	0,0	0,0	30,6%	-	-	-
Outros custos (proveitos) operac.	14,6	0,0	-	(4,3)	-3,2	-
Custos Operacionais	18,5	2,9	539,7%	2,3	3,7	-36,4%
EBITDA	(45,8)	(6,8)	-569,9%	(68,3)	(24,4)	-180,2%
EBITDA/Proveitos	-42,2%	-8,8%	-33,5 pp	-37,3%	-34,0%	-3,3p.p.
Amortizações	1,2	1,1	8,9%	0,7	1,1	-36,0%
Compensa. amort. activos subsid.	-	-	-	-	-	-
EBIT	(46,9)	(7,9)	-493,6%	(69,1)	(25,5)	-170,5%
EBIT/Proveitos	-43,3%	-10,1%	-33,2 pp	-37,7%	-35,6%	-0,0p.p.

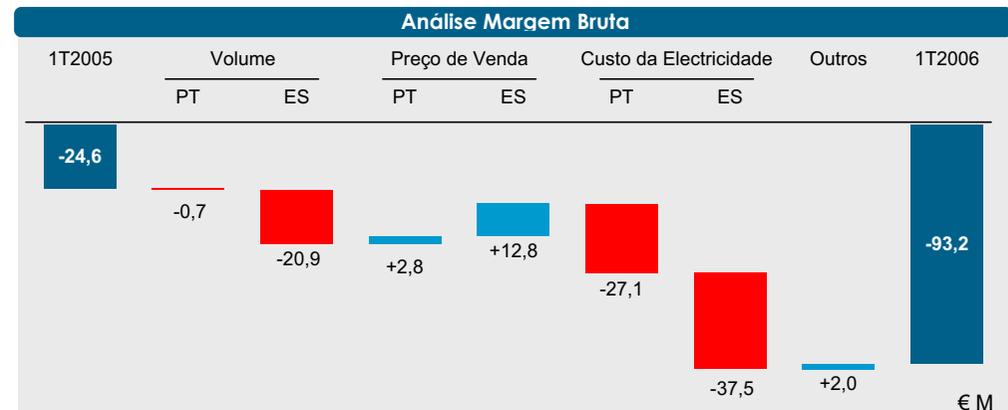
Número de Trabalhadores	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Trabalhadores			
Portugal	92	76	+16
Espanha	82	92	-10

PORTUGAL

- A EDP manteve uma posição de dois terços do mercado de comercialização liberalizada em Portugal no 1T2006. Os volumes comercializados aos clientes cresceram anualmente 21,4% para os 2.448 GWh no 1T2006, equivalente a 20% do total do consumo de electricidade em Portugal no período (vs. 18% no 1T2005). Este aumento de volumes vendidos contribuiu (-€0,7M) para a redução da margem bruta uma vez que a actividade de comercialização em Portugal ainda tem contratos com clientes cujos preços de venda são inferiores aos preços de compra contratados junto da unidade de gestão de energia.
- O aumento de 4,5% no preço de venda (líquido de redes) contribuiu com +€2,8M para a margem bruta e vem na sequência da revisão em alta das condições comerciais dos contratos com clientes na sua maturidade e na captação de novos clientes a preços mais elevados.
- As necessidades de energia da actividade comercializadora são satisfeitas através de um contrato a preço fixo estabelecido com a unidade de gestão de energia da EDP. O preço de referência deste contrato foi revisto no 4T2005 por forma a reflectir as expectativas actuais relativamente aos preços da electricidade no mercado grossista. Esta revisão em alta do custo da electricidade representa -€27,1M na queda da margem bruta.
- Os "Outros custos (proveitos) operacionais" no 1T2006 incluem: i) custos com desvios no consumo relativos ao 1S2005 (-€6,5M) e a Jan06 (-€1,2M); ii) provisões para perdas comerciais (-€4,4M); e iii) provisões para clientes de cobrança duvidosa (-€2,1M).

ESPAÑHA

- O forte aumento em volumes vendidos no mercado liberalizado espanhol resulta: i) da atribuição à HC Energia de 1.500 GWh (de um total de 2.287 GWh) do concurso público de fornecimento de electricidade à RENFE; e ii) do lançamento de uma campanha de marketing nos últimos meses para a promoção da oferta integrada de electricidade e gás e para uma melhoria da proposta comercial a pequenos clientes.
- A redução de €45M na margem bruta da actividade de comercialização em Espanha é explicada por: i) um aumento do custo de aquisição de electricidade em resultado do aumento dos preços no mercado grossista; ii) um aumento de 13% do preço de venda após a revisão das condições comerciais de todos os contratos na sua maturidade e a captura de novos clientes com melhores condições ao nível do preço de venda; e iii) um aumento dos volumes fornecidos num contexto de elevados custos de aquisição.
- É importante referir que tanto nos novos contratos de fornecimento como na renegociação dos actuais contratos, o preço de venda está a ser estabelecido acima do custo marginal estimado da produção do sistema. No entanto, em termos contabilísticos, a margem bruta da actividade de comercialização em Espanha é afectada pela volatilidade dos preços de mercado.



Venda de Electricidade a Clientes Liberalizados	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Electricidade vendida (GWh)			
Portugal	3.927	2.486	58,0%
Espanha	1.585	1.313	20,7%
Quota de mercado			
Portugal	15%	10%	4 p.p.
Espanha	65%	65%	-0 p.p.
Número de clientes (mil)			
Portugal	10%	5%	4 p.p.
Espanha	91,7	11,0	8,3x
Portugal	7,9	5,6	41,5%
Espanha	83,7	5,4	15,4x
Preço de venda líquido (€/MWh)			
Portugal	41	40	4,5%
Espanha	47	42	13,1%

Resultados Financeiros (€ M) | 1T2006 | 1T2005 | Δ 06/05

Margem Bruta	52,9	22,6	134,3%
Custos Operacionais	13,5	7,0	91,5%
EBITDA	39,4	15,5	153,8%
EBIT	22,8	8,7	161,6%

• A NEO – Novas Energias do Ocidente é uma empresa que foi criada em 2005 para o desenvolvimento, construção e exploração de projectos do Grupo EDP para a produção de electricidade a partir de fontes de energia renováveis na Península Ibérica e Europa. A NEO, que detém os activos da Enernova (renováveis em Portugal), Genesa (renováveis em Espanha) e NEO Desa (empresa adquirida pela NEO no final de 2005 – renováveis em Espanha), irá permitir ao Grupo EDP consolidar a sua posição no mercado das energias renováveis na Península Ibérica.

Energia Eólica - Tarifa Média

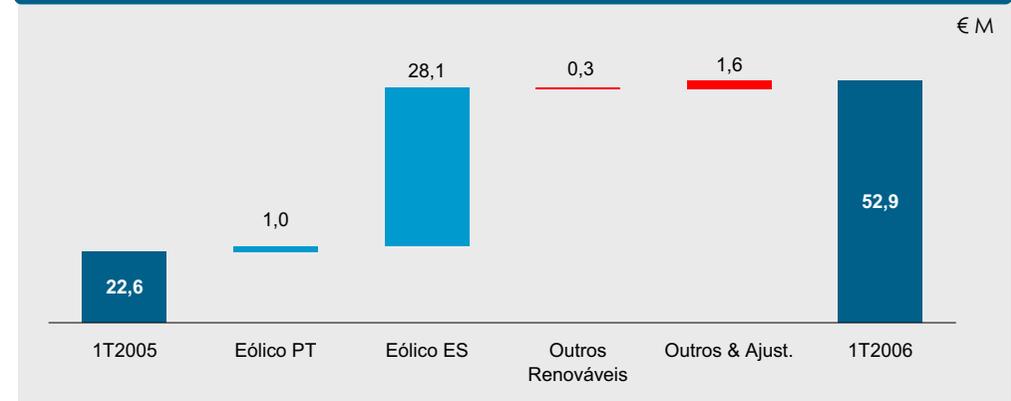


• O Grupo EDP tem vindo a investir substancialmente no negócio das energias renováveis. Em 2005, a empresa adquiriu: i) cinco parques eólicos à Tecneira, em Portugal, com uma capacidade instalada de 50 MW em operação e uma capacidade adicional de 71 MW em desenvolvimento, cuja entrada em operação está prevista até finais de 2007, ii) os parques eólicos de Ortiga & Safra, em Portugal, com uma capacidade instalada de 53 MW em desenvolvimento, cuja entrada em operação está prevista para 2006; iii) a Desa, em Espanha, com uma capacidade instalada de 224 MW em operação e uma capacidade adicional de 1,186 MW em desenvolvimento, cuja entrada em operação está prevista até finais de 2010; iv) a Ider, em Espanha, com 114 MW em desenvolvimento e cuja entrada em operação se prevê para 2007 e v) a Weom, em França, com uma capacidade de 30 MW em desenvolvimento, cuja entrada em funcionamento está prevista para o final de 2006.

• No final de Março de 2005, a NEO tinha uma capacidade instalada total de 788 MW ⁽¹⁾, ou 1.024MW incluindo os parques consolidados pelo método da equivalência patrimonial (MEP) e a Tecneira (que ainda não contribuiu para as vendas de electricidade do 1T2006). Até ao final de 2006, prevê-se que entrem em funcionamento cerca de 435 MW adicionais, dos quais 155 MW em Portugal e 280 MW em Espanha.

• A margem bruta e o EBITDA beneficiaram de um aumento nas tarifas do 1T2006, dos investimentos realizados pela EDP durante o ano 2005 (Desa: 224 MW) e da entrada em funcionamento de capacidade adicional em Portugal (15 MW) e em Espanha (140 MW).

Varições na Margem Bruta



Varições no EBITDA



⁽¹⁾ A Capacidade Instalada dos parques eólicos da Tecneira (50 MW - Set. 2005) não foi aqui contemplada uma vez que não contribuiu para as Vendas de Electricidade da NEO no 1T2006.

DR Operacional (€ M)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Proveitos Operacionais	63,0	28,6	120,5%
Custos Directos da Actividade	10,1	6,0	68,3%
Margem Bruta	52,9	22,6	134,3%
Margem Bruta/Proveitos	84,0%	79,1%	5,0 pp
Fornecimentos e serviços externos	8,4	5,4	55,5%
Custos com pessoal	2,6	1,3	99,6%
Rendas de centros electroprodutores	0,2	0,2	17,1%
Outros custos (proveitos) operacionais	2,3	0,2	-
Custos Operacionais	13,5	7,0	91,5%
EBITDA	39,4	15,5	153,8%
EBITDA/Proveitos	62,6%	54,4%	8,2 pp
Amortizações	16,7	6,9	143,0%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,1)	(0,1)	-51,8%
EBIT	22,8	8,7	161,6%
EBIT/Proveitos	36,2%	30,5%	5,7 pp

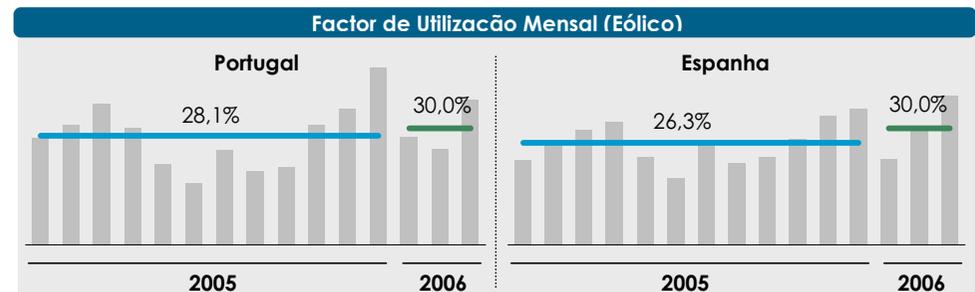
Número de Empreadados	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Portugal	24	14	+ 10
Espanha	187	88	+ 99
Holding NEO	3	0	+ 3
Total	214	102	+ 112

• No final do 1T2006, a capacidade instalada do Grupo EDP em energias renováveis na Península Ibérica totalizava 788 MW⁽¹⁾, dos quais 712 MW de capacidade eólica – 151 MW em Portugal e 561 MW em Espanha. Em Portugal, o reforço de potência dos parques eólicos de Vila Nova (+6 MW – Mar05), Fonte da Quelha/Alto Talefe (+3 MW – Set05) e Pena Suar (+6 MW – Dez05) permitiram à NEO aumentar a sua capacidade instalada em 15 MW no período. Em Espanha, a capacidade instalada eólica aumentou 339 MW devido, por um lado, à compra da Desa no ano passado, com 224 MW de capacidade em operação, e por outro, à entrada em serviço industrial dos parques eólicos de Las Lomillas (25 MW – Jun05), Sotonera (19 MW – Jul 05), Boquerón (22 MW – Jan06) e Belchite (50 MW – Fev05).

• No 1T2006, o total da energia produzida na Península Ibérica atingiu os 550 GWh, o que representa um crescimento de 84,3% no período, devido ao aumento da capacidade instalada por via de aquisições e crescimento orgânico, bem como a um aumento das horas equivalentes de serviço dos parques eólicos – 649 horas no 1T2006 vs. 608 horas no 1T2005 (equivalente a um aumento do factor de utilização para 30,0% no 1T2006 vs. 28,2% no 1T2005).

• A margem bruta mais do que duplicou no período, beneficiando não só dos aumentos da capacidade instalada e do factor de utilização, mas também de um aumento dos preços médios de venda de energia eólica em Espanha. No 1T2006, a energia eólica produzida em Espanha foi vendida a um preço médio de €97/MWh, o que compara com €71/MWh para o 1T2005.

Capacidade Instalada (MW) (1)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Eólico	712	359	+354
dos quais in Portugal	151	136	+15
dos quais Espanha	561	223	+339
Biomassa	4	7	-3
Resíduos	69	69	-
Mini-Hídricas	3	3	-
Total	788	438	+350



Electricidade Produzida (GWh)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Eólico - Portugal	98	93	5,7%
Eólico - Espanha	364	120	204,4%
Biomassa	3	3	-23,1%
Resíduos	84	82	3,0%
Mini-Hídricas	1	1	0,6%
Total	550	298	84,3%

Margem Bruta (€ M)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Eólico - Portugal	9,4	8,4	11,8%
Eólico - Espanha	36,9	8,8	321,1%
Resíduos & Biomassa	4,4	4,7	-6,5%
Mini-Hídricas	0,05	0,04	5,2%
Outros & Ajust. Consolidação	2,2	0,6	-
Total	52,9	22,6	134,3%

• Os custos operacionais reflectem: i) um aumento de €2,1M dos custos com conservação e reparação (FSEs) dos parques eólicos existentes; ii) um aumento de €0,5M dos custos cobrados pela EDP, S.A. (FSEs); iii) um aumento do número de trabalhadores (82 empregados com a compra da Desa) e iv) um custo não recorrente de €1,5M relacionado com uma indemnização que a NEO teve que pagar em consequência de um atraso no reinício das operações da central Sidergas (20 MW – Resíduos), que esteve parada para manutenção.

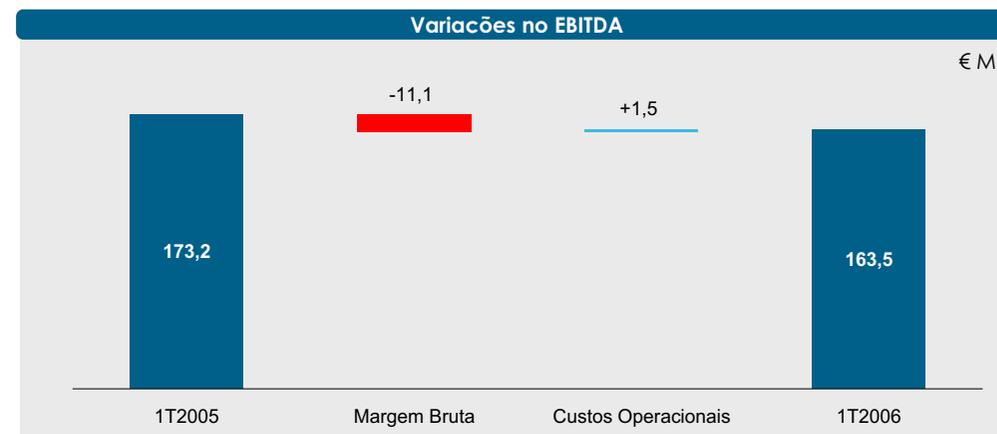
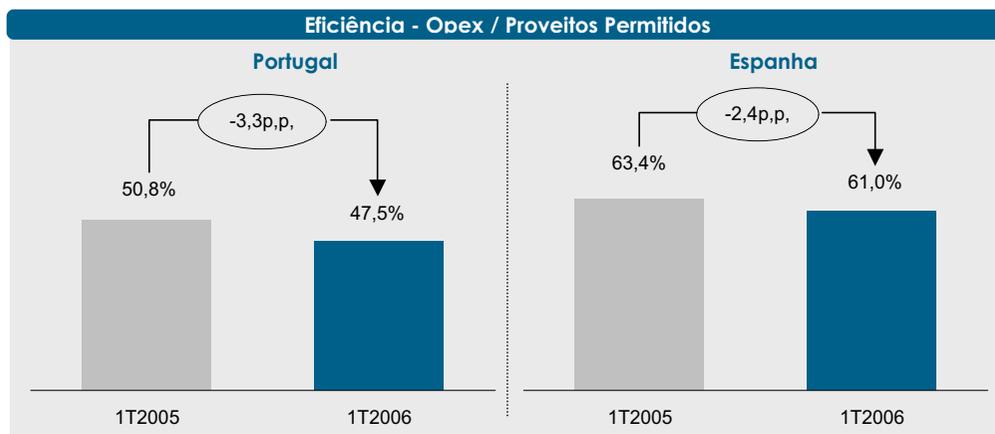
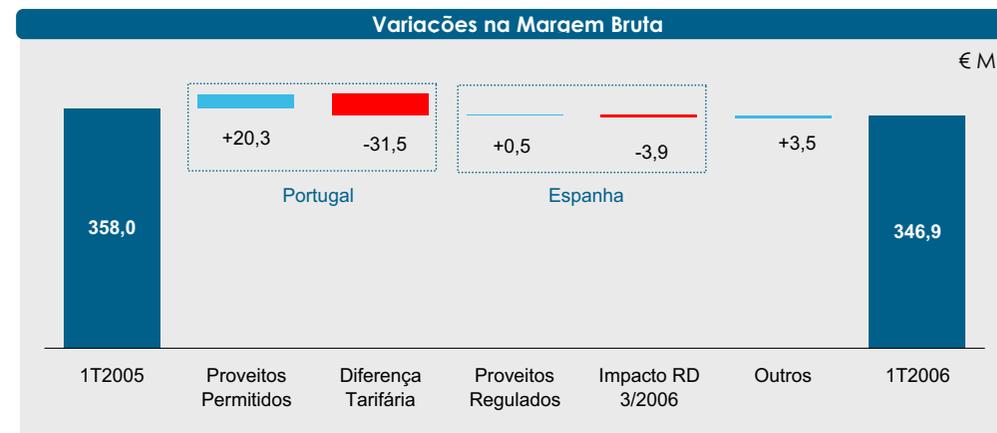
• O EBITDA melhorou de €15,5M no 1T2005 para €39,4M no 1T2006, o que representa uma margem EBITDA de 62,6% (+8,2 p.p. no período). As amortizações aumentaram de €6,9M no 1T2005 para €16,7M no 1T2006, devido essencialmente ao já mencionado aumento na capacidade instalada.

⁽¹⁾ A Capacidade Instalada dos parques eólicos da Tecneira (50 MW - Set. 2005) não foi aqui contemplada uma vez que não contribuiu para as Vendas de Electricidade da NEO no 1T2006.

Factor de utilização: número de horas equivalentes de produção de um parque eólico, face ao número de horas totais no período, considerando a data de entrada em exploração industrial de cada parque.

Resultados Financeiros (€ M)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Margem Bruta	346,9	358,0	-3,1%
Custos Operacionais	183,4	184,9	-0,8%
EBITDA	163,5	173,2	-5,6%
EBIT	94,9	103,2	-8,0%

• A actividade de distribuição na Península Ibérica inclui a EDP Distribuição, subsidiária do Grupo EDP que actua na distribuição e comercialização regulada de electricidade em Portugal, e a empresa distribuidora da HC Energia para o mercado de electricidade Espanhol.



• A margem bruta do Grupo EDP para a actividade de distribuição na Ibéria aumentou 3,1% no período:

(a) apesar de um aumento de 6,2% nos proveitos permitidos, a margem bruta da actividade de distribuição em Portugal diminuiu 2,2%, reflectindo-se numa diferença tarifária de €31,5M a recuperar (comparada com €3,9M para o 1T2005) – daquele montante, €28,9M estão relacionados com a existência de um défice tarifário para o ano 2006 de €115M atribuível à EDP Distribuição (a ser recuperado com juros entre 2007 e 2011);

(b) em Espanha, apesar de um aumento de €0,5M nas receitas reguladas, a margem bruta foi afectada por um impacto negativo de €3,9M resultante da aplicação do RD 3/2006. Este impacto na actividade de distribuição não é definitivo uma vez que o preço de €42,35/MWh reconhecido no RD que modifica o mecanismo de liquidações foi estabelecido numa base provisória.

• Os custos operacionais diminuíram 0,8% devido por um lado a um controlo rigoroso dos fornecimentos e serviços externos, que aumentaram em apenas 0,5%, e por outro, a uma redução dos custos com benefícios sociais.

Consumidores de Electricidade (mil)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Regulado	5.912,0	5.830,0	82,0
Não-regulado	12,0	7,4	4,6
Consumidores de Electricidade	5.924,0	5.837,4	86,6

Electricidade Distribuída (GWh)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Muito Alta Tensão	355	336	5,6%
Alta Tensão	1.389	1.235	12,5%
Média Tensão	3.575	3.302	8,3%
Baixa Tensão	6.810	6.598	3,2%
Electricidade Distribuída	12.129	11.471	5,7%
dos quais: de acesso	864	709	21,9%

Vendas de Electricidade e Maraem Bruta (€ M)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Vendas de Electricidade	1.102,5	977,9	12,7%
Compras de Electricidade	784,3	652,4	20,2%
Margem Bruta de Electricidade	318,2	325,5	-2,2%
Proveitos Permitidos	349,7	329,4	6,2%
Diferença Tarifária a Recuperar/(Devolver)	31,5	3,9	-

• A electricidade distribuída aumentou 5,7% no período em análise, para 12,1 TWh. O aumento nos segmentos de AT e MT beneficiou dos consumos de energia dos co-geradores no sistema regulado (+1,7 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 os efeitos de temperatura (-0,7 p.p.) e dias úteis (+0,9 p.p.), o consumo de electricidade teria aumentado 3,8%.

• A redução no número de clientes não-regulados reflecte a transferência de clientes de AT e MT para o sistema vinculado, no seguimento de um aumento nos preços praticados no mercado liberalizado. Em consequência, entre o 4T2005 e o 1T2006, as vendas de electricidade para o sistema não-regulado diminuíram 7,7%.

• Os proveitos permitidos da EDPD aumentaram 6,2% no período:

a) Os proveitos permitidos para o Uso da Rede de Distribuição (URD) aumentaram 1,8%, devido a um aumento da electricidade distribuída, que mais do que compensou a redução de 2,8% do proveito médio unitário para esta actividade. 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 (€100,7M no 1T2006), independente dos volumes de electricidade distribuídos;

b) Os proveitos permitidos para as actividades de Comercialização de Redes (CREDES) e Comercialização no SEP (CSEP) reflectem: i) uma redução de 50 p.b. na taxa de remuneração dos activos regulados para estas actividades; ii) uma menor base de activos regulada, no seguimento da transferência de alguns activos para a EDP Soluções Comerciais, uma

Proveitos Permitidos (€ M)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Componente Fixa URD: AT/MT (€ M)	34,1	-	-
Proveito unitário URD: AT/MT (€ / MWh)	5,6	8,3	-32,3%
Energia entregue no SEP/SENV: AT/MT (GWh)	12.212	11.558	5,7%
Componente Fixa URD: BT (€ M)	66,6	-	-
Proveito unitário URD: BT (€ / MWh)	13,6	24,5	-44,4%
Energia entregue no SEP/SENV: BT (GWh)	6.810	6.597	3,2%
Proveitos permitidos para a actividade de URD	261,7	257,0	1,8%
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	10,9	11,9	-8,8%
Custos anuais de estrutura comercial afectos à CREDES	17,8	14,6	21,3%
Proveitos permitidos para a actividade de CREDES	33,6	32,5	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	0,5	1,6	-67,8%
Custos anuais de estrutura comercial afectos à CSEP	16,8	16,9	-0,5%
Proveitos permitidos para a actividade de CSEP	17,6	19,6	-9,8%
Ajust. tarif. ano t-2 para URD, CSEP e CREDES	4,0	12,7	-68,7%
Ajust. tarif. anos t-1 & t-2 na Compra e Venda de Energia	26,8	-1,8	-
Recuperação Custos PAR	6,0	9,4	-36,1%
Total Proveitos Permitidos	349,7	329,4	6,2%

empresa criada em 2005 para uma gestão eficiente dos sistemas comerciais, para o fornecimento 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 dos activos transferidos, 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 para o 1T2006 incluem também €30,8M relativos à recuperação de custos incorridos em anos anteriores e €6,0M relativos à recuperação dos custos relacionados com o Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) da EDPD.

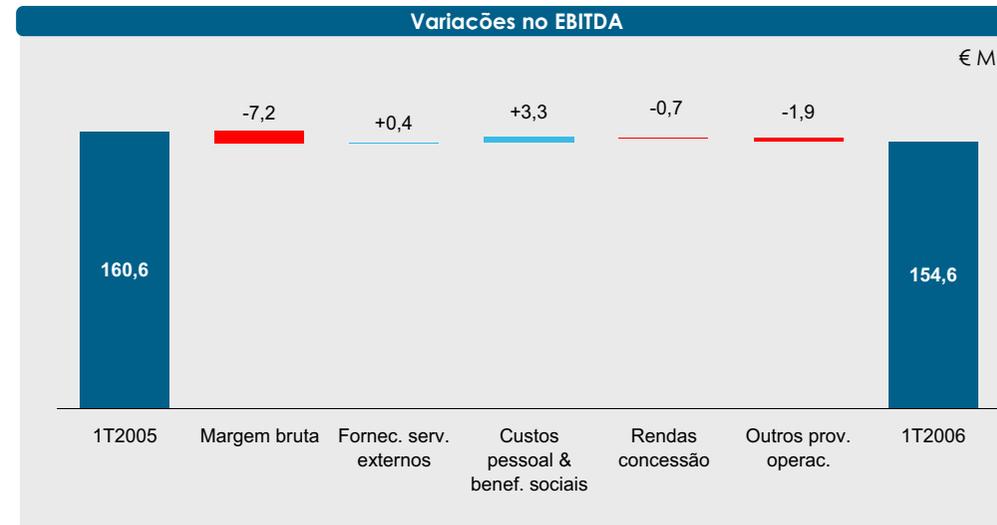
• Os custos com as compras de electricidade aumentaram 20,2% no período, devido: i) a um aumento de 3,8% da electricidade entregue na rede de distribuição; ii) a um aumento das compras de energia aos produtores em regime especial; iii) a um aumento dos custos com combustíveis e iv) a um aumento na tarifa média de Uso Global do Sistema.

• A margem bruta de electricidade para o 1T2006 ficou €31,5M abaixo do proveito permitido para o período, dos quais €28,9M estão relacionados com o défice tarifário de 2006. De recordar que em 2005, o aumento inesperado dos custos com combustíveis e dos volumes de produção em regime especial se reflectiram num aumento significativo dos custos do sistema, o que, conjugado com o facto do aumento médio para as tarifas de BT em 2006 estar limitado à inflação, originou um défice tarifário de €369M. Deste montante, cerca de €115M foram atribuídos à EDPD, a serem recuperados com juros entre 2007 e 2011.

DR Operacional (€ M)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Proveitos Operacionais	1.109,2	984,1	12,7%
Custos Directos da Actividade	788,4	656,2	20,2%
Margem Bruta	320,8	328,0	-2,2%
Margem Bruta/Proveitos	28,9%	33,3%	-4,4 pp
Fornecimentos e serviços externos	55,3	55,7	-0,7%
Custos com pessoal	44,5	43,1	3,3%
Custos com benefícios sociais	14,7	19,4	-24,2%
Rendas de concessão	50,9	50,3	1,3%
Outros custos (proveitos) operacionais	0,8	(1,1)	-
Custos Operacionais	166,2	167,3	-0,7%
EBITDA	154,6	160,6	-3,8%
EBITDA/Proveitos	13,9%	16,3%	-2,4 pp
Amortizações	83,3	81,8	1,8%
Compensação amort. activos subsidiados	(20,4)	(19,1)	-6,8%
EBIT	91,7	98,0	-6,4%
EBIT/Proveitos	8,3%	10,0%	-1,7 pp

Número de Empregados	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Número de Empregados	5.285	5.513	-228
GWh Distribuidos / Trabalhador	2,29	2,08	10,3%
Clientes / Trabalhador	1.119	1.058	5,8%

• Os fornecimentos e serviços externos diminuíram 0,7% no período, em consequência: i) de uma redução de €5,0M nos custos comerciais explicada, por um lado, por menores despesas de instalação (€2,3M no 1T2005 relacionados com o “re-branding” da rede de lojas da EDPD), e por outro, por uma diminuição dos custos com serviços de cobrança e portes de envio (em 2006, a facturação passou a ser bi-mensal em vez de mensal) e ii) a uma redução de €1,7M dos custos com tecnologias de informação, que foram quase totalmente compensados por iii) um aumento de €6,1M nos custos de gestão cobrados pela EDP, S.A. e EDP Valor.



• Verificou-se uma redução líquida de 228 trabalhadores entre o 1T2005 e o 1T2006. Esta redução foi alcançada através do Programa de Apoio à Reestruturação levado a cabo em 2005 (119 empregados em Dez. 2005), da transferência para a EDP Valor de 91 empregados durante o ano 2005 e da efectivação de 39 reformas e pré-reformas durante o 1T2006.

• Os custos com pessoal aumentaram 3,3% no período (ou 1,5% excluindo a capitalização dos custos com pessoal e os custos com indemnizações) devido a um aumento médio salarial de 2,74% para o ano 2006, de um aumento de €0,7M dos prémios de desempenho e ao facto do 1T2005 ainda não reflectir o aumento médio salarial de 2,88% que foi aprovado para o ano 2005. Este efeitos mais do que compensaram as poupanças conseguidas através da redução no número de trabalhadores.

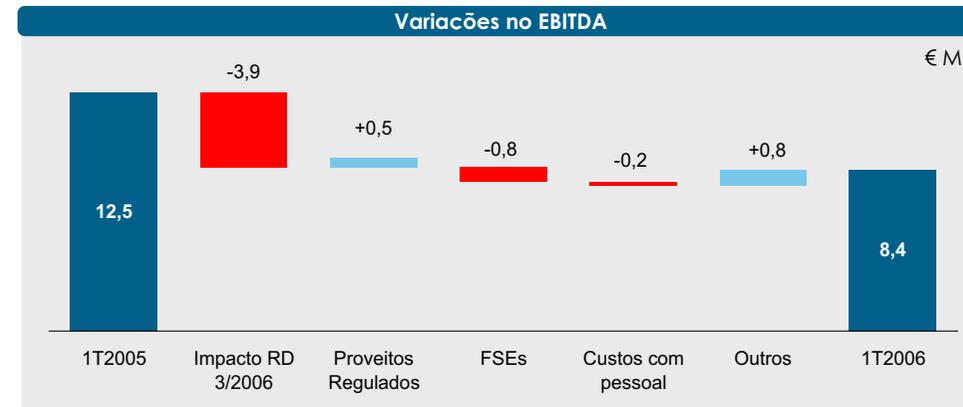
• Os custos com benefícios sociais diminuíram 24,2% no período, consequência de: i) uma redução de €1,5M nos prémios para pensões e provisões para actos médicos devido tanto ao aumento do retorno esperado dos activos do Fundo de Pensões como à redução da taxa de desconto, e ii) à contabilização no 1T2005 de um custo de €3,3M relacionado com um ajustamento feito à provisão criada para fazer face aos custos com as pré-reformas realizadas no âmbito do PAR.

DR Operacional (€ M)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Proveitos Operacionais	45,2	37,2	21,2%
Custos Directos da Actividade	19,0	7,2	164,4%
Margem Bruta	26,1	30,1	-13,0%
Margem Bruta / Proveitos	57,9%	80,7%	-22,8p.p.
FSEs	12,6	11,8	6,4%
Custos Pessoal	6,3	6,1	3,0%
Custos Benefícios sociais	0,2	0,2	6,7%
Outros custos (proveitos) operacionais	(1,8)	(0,5)	-244,1%
Custos Operacionais	17,2	17,5	-2,0%
EBITDA	8,9	12,5	-28,5%
EBITDA / Proveitos	19,8%	33,6%	-13,8p.p.
Amortizações do exercício	6,3	7,7	-19,1%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,5)	(0,5)	-12,5%
EBIT	3,2	5,2	-38,7%
EBIT / Proveitos	7,1%	14,0%	-6,9p.p.

• A margem bruta da actividade de distribuição em Espanha diminuiu 13,0% devido: i) ao impacto negativo da aplicação do RD 3/2006, de acordo com a interpretação feita (-€3.9M); e ii) ao aumento da remuneração para as actividades reguladas reconhecido na tarifa de 2006 (+€0.5M):

i) 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 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 que foram liquidadas com geração própria ascenderam a 339 GWh (14% das compras da distribuição no 1T2006). O impacto desta medida (€3,9M) é contabilizado na actividade de distribuição, devido à diferença entre o preço desta electricidade e os €42,35/MWh. De acordo com o RD o preço final deverá ser ajustado antes do final do ano, para reflectir preços objectivos e transparentes de mercados de electricidade;

ii) relativamente aos proveitos regulados, de acordo com o RD 1556/2005 que estabelece os proveitos para as actividades reguladas em Espanha para 2006, dos €3.016,7M atribuídos à actividade de distribuição, €96,1M ou 3,2% foram atribuídos à actividade de distribuição da HC.



Consumidores de Electricidade (milhares)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Regulados	527	571	-7,6%
Não-regulados	64	6	-
Consumidores de Electricidade	592	577	2,5%

Electricidade Distribuída (GWh)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Alta Tensão	1.411	1.443	-2,2%
Média Tensão	290	274	5,8%
Baixa Tensão	712	675	5,5%
Electricidade Distribuída	2.413	2.392	0,9%
dos quais: de acesso	384	380	1,1%

Proveitos Reaulados (€ M)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Transporte	2,0	1,9	2,9%
Distribuição	24,3	23,9	1,8%
Comercialização	1,9	1,9	2,1%
Proveitos Regulados	28,2	27,7	1,9%

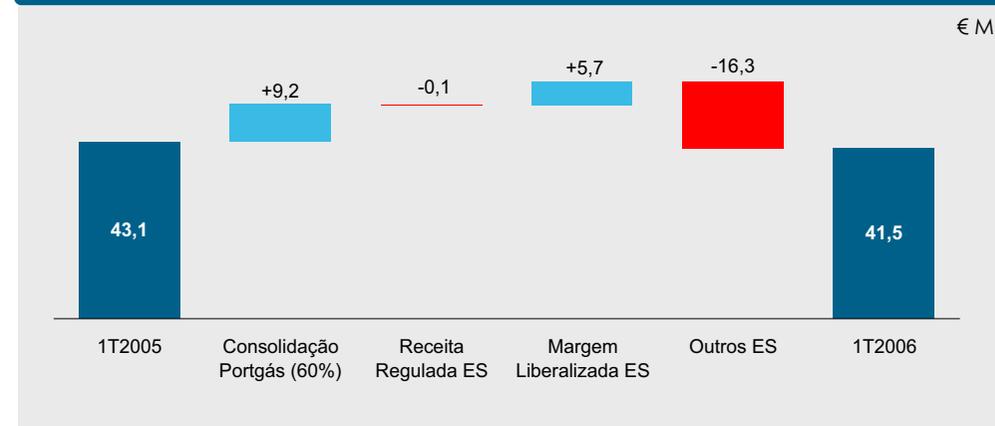
Número de Empreadados	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Número de empregados	409	396	13
GWh Distribuidos/ Empregados	5,90	6,04	-2,3%
Clientes / Empregados	1.447	1.457	-0,7%

Resultados Financeiros (€ M) | 1T2006 | 1T2005 | Δ 06/05

Margem Bruta	41,5	43,1	-3,7%
Custos Operacionais	17,9	12,8	39,7%
EBITDA	23,7	30,3	-22,0%
EBIT	15,8	22,7	-30,4%

• Actualmente, a EDP possui uma quota importante no mercado do gás na Península Ibérica, principalmente no segmento da distribuição, onde tem uma quota de mercado de 7%⁽¹⁾ e um número total de clientes de aproximadamente 770.000. Os activos da EDP neste negócio são: a empresa espanhola Naturgas (56,2% controlada pela HC Energia) e as empresas portuguesas de distribuição Portgás (72,0%) e Setgás (19,8% consolidada pelo MEP)

Variações na Margem Bruta



Oferta Liberalizada - Volumes & Clientes



Variações no EBITDA



• Em Abril de 2006, a EDP concluiu a operação de reforço das participações na Portgás e Setgás de 59,6% e 10,1% para 72,0% e 19,8% respectivamente, após a não oposição por parte da Autoridade Portuguesa da Concorrência da 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 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 (+126.158) e no volume (+971 GWh) de gás vendido reflecte o sucesso obtido pela Naturgas.

• No 1T2006, a 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, os quais tiveram um impacto negativo na margem bruta.

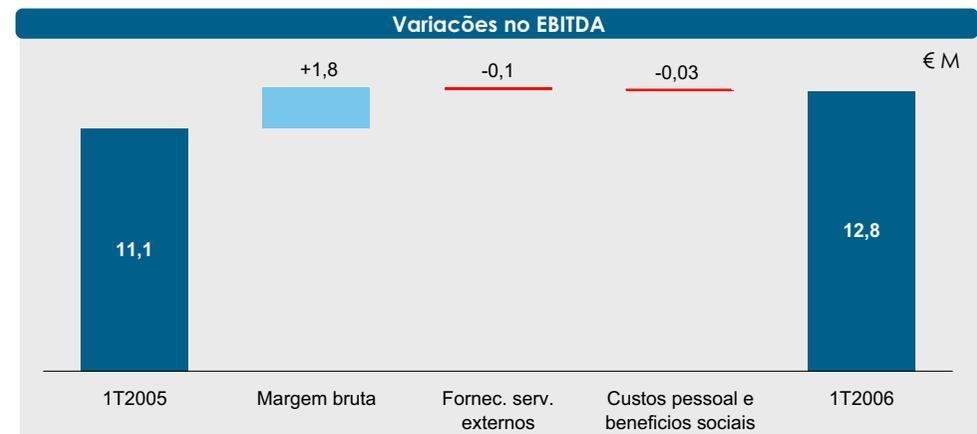
⁽¹⁾ Excluindo o gás distribuído para o sector eléctrico.

DR Operacional (€ M)	1T2006	1T2006	Δ 06/06
Proveitos Operacionais	32,6	25,2	29,7%
Custos Directos da Actividade	17,2	11,6	48,6%
Margem Bruta	15,4	13,6	13,5%
Margem Bruta / Proveitos	47,2%	53,9%	-6,7%
FSEs	1,5	1,4	7,6%
Custos com o pessoal e com benefícios sociais	1,0	1,0	3,2%
Outros custos (proveitos) operacionais	-0,0	0,0	-
Custos Operacionais	2,6	2,4	4,9%
EBITDA	12,8	11,1	15,4%
EBITDA / Proveitos	39,4%	44,2%	-4,9%
Amortizações do exercício	1,9	0,9	107,8%
Compensação amort. activos subsidiados	-0,4	-	-
EBIT	11,3	10,2	10,7%
EBIT / Proveitos	34,7%	40,6%	-5,9%

Número de Empregados	1T2006	1T2006	Δ 06/06
Número de empregados	110	98	12
GWh / Empregados	6,08	6,41	-5,3%
Clientes / Empregados	1.365	1.411	-3,3%

Número de Clientes de Gás	1T2006	1T2006	Δ 06/06
Residencial	147.087	135.698	8,4%
Serviços	2.743	2.293	19,6%
Industrial	335	307	9,1%
Total Clientes de Gás	150.165	138.298	8,6%

Volume de Gás Distribuído (GWh)	1T2006	1T2006	Δ 06/06
Residencial	235	227	3,5%
Serviços	123	111	11,4%
Industrial	310	291	6,6%
Total Gás Distribuído	668	629	6,3%



• 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 6,3%, para os 668 GWh no final do 1T2005, comparados com 629 GWh no período homólogo. Os segmentos dos serviços e industrial foram aqueles que mais contribuíram para este aumento, embora o sector residencial, que continua a revelar um claro potencial de crescimento, também tenha aumentado.

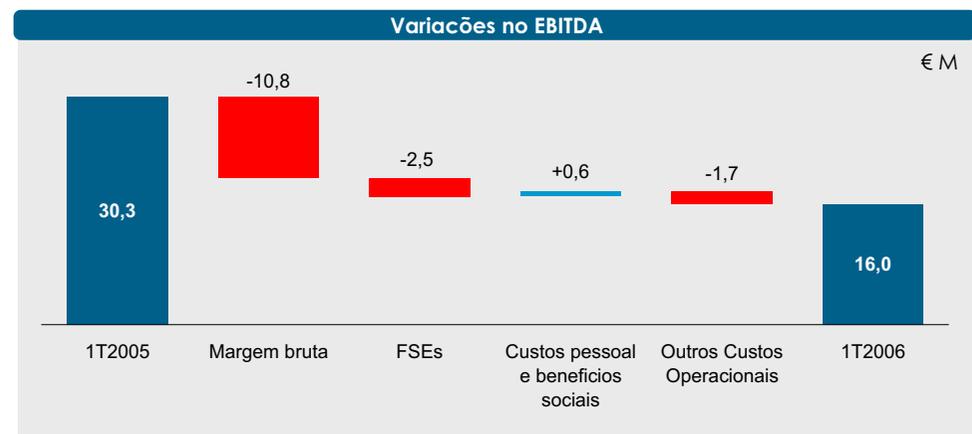
• Os proveitos de gás atingiram os €32,6M – dos quais €30,0M em gás natural (GN) e €2,1M em gás propano (GPL) – o que corresponde a um aumento de 29,7% face ao 1T2005. Este crescimento deve-se ao aumento do preço de venda unitário bem como do volume de gás distribuído. Da mesma forma, a margem bruta aumentou 13,5% e atingiu os €15,4M, sendo que o EBITDA cresceu 15,4% para os €12,8M no final do 1T2006.

DR Operacional (€ M)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Proveitos Operacionais	245,9	162,7	51,2%
Custos Directos da Actividade	213,5	119,5	78,6%
Margem Bruta	32,4	43,1	-24,9%
Margem Bruta / Proveitos	13,2%	26,5%	-13,4 pp
FSEs	9,0	6,5	38,5%
Custos Pessoal	4,4	5,0	-12,3%
Custos Benefícios sociais	0,1	0,1	-23,4%
Outros custos (proveitos) operacionais	2,9	1,2	140,0%
Custos Operacionais	16,3	12,8	27,6%
EBITDA	16,0	30,3	-47,1%
EBITDA / Proveitos	6,5%	18,6%	-0,1 pp
Amortizações do exercício	7,3	8,0	-9,0%
Compensação amort. activos subsidiados	-0,4	-0,4	10,2%
EBIT	9,1	22,7	-59,9%
EBIT / Proveitos	3,7%	14,0%	-0,1 pp

Número de Empreadados	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Número de empregados	332	273	59
GWh vendidos/ Empregados	31,4	34,9	-10,1%
Cientes / Empregados	2.248	2.155	4,3%

Actividade Reaulada	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Número Clientes (th)	618,8	586,7	5,5%
Volume Gás (GWh)	6.733	6.815	-1,2%
Receita Regulada (€ M)	35,0	35,1	-0,4%
Transporte	3,1	3,0	4,3%
Distribuição	27,8	27,3	2,1%
Comercialização	4,1	4,9	-17,1%

Actividade Liberalizada	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Número clientes (th)	127,7	1,6	-
Fornecimento de Gás (GWh)	3.691	2.720	35,7%
Margem Venda (€ / MWh)	1,2	-0,5	-



• A performance da margem bruta da actividade do Gás em Espanha é explicada pelos seguintes factores:

i) pequena descida nas receitas reguladas, resultado da transferência de clientes do sistema regulado para o liberalizado, o que levou a um impacto negativo nas receitas da comercialização regulada (-€1M);

ii) 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 (+€6M). 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.

iii) uma insuficiência de gás neste período 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.

• Durante o 1T2006, a Naturgas continuou a promover a sua marca através de publicidade e patrocínios, e também continuou com sucesso a sua campanha de marketing para promoção da sua oferta integrada de electricidade e gás, capturando os clientes que estão a transferir-se do mercado regulado para o mercado não regulado. No 1T2006, esta campanha teve um impacto de €2M nos custos operacionais. Os custos foram também influenciados pelo aumento das despesas com taxas de ocupação devido a um maior volume de gás vendido (+ €1M).

Resultados Financeiros

| 1T2006 | 1T2005 | Δ 06/05

R\$ Milhões

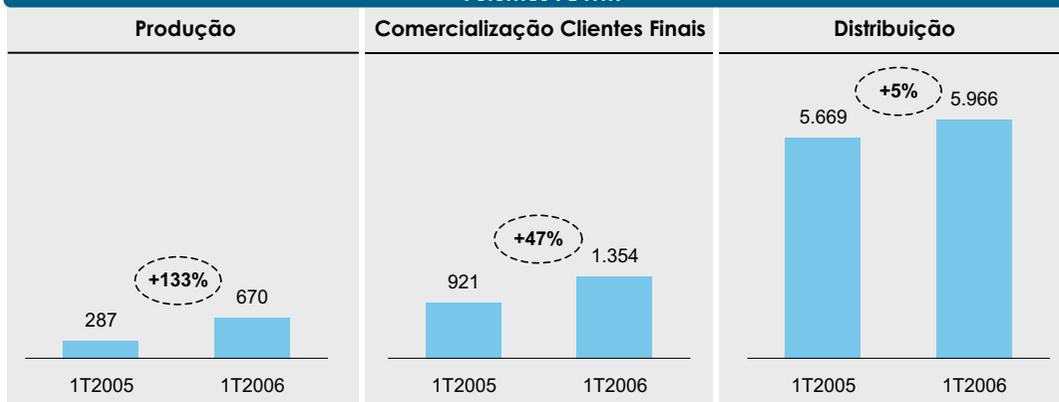
Margem Bruta	470,4	413,1	13,9%
Custos Operacionais	194,8	160,2	21,6%
EBITDA	275,6	252,9	9,0%
EBIT	220,1	201,4	9,3%

€ Milhões

Margem Bruta	179,5	119,9	49,7%
Custos Operacionais	74,3	46,5	59,9%
EBITDA	105,2	73,4	43,2%
EBIT	84,0	58,5	43,6%

• A Energias do Brasil (62,4% detida pela EDP) continua a apresentar um bom desempenho operacional. Neste período, a EDP também beneficiou da forte valorização do Real face ao Euro, que no 1T2006 apresentou uma taxa média BRL/Euro de 2,62 vs. 3,44 no 1T2005 (+€25M no EBITDA).

Volumes (GWh)



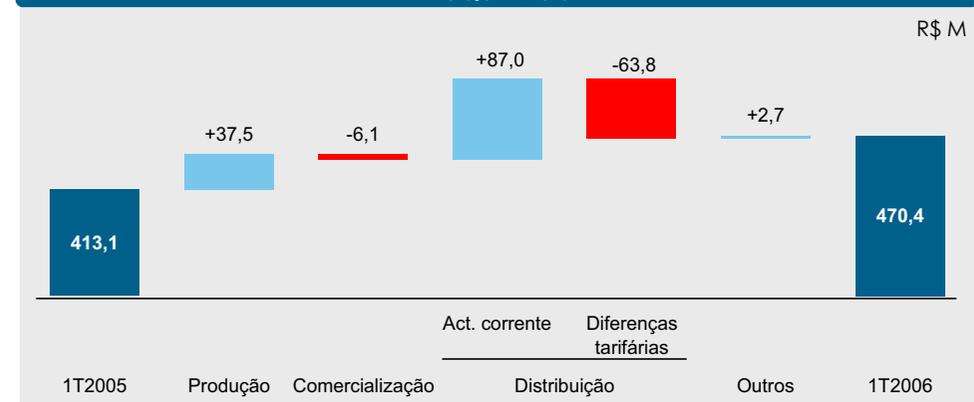
• Os volumes de electricidade vendidos pelas diferentes áreas de negócio no Brasil apresentaram um forte crescimento, no seguimento: i) de um aumento dos GWh vendidos aos clientes livres, estando a ser capturados clientes que estão a mudar do mercado regulado para o mercado não-regulado; e ii) de um crescimento no volume distribuído devido principalmente às elevadas temperaturas registadas no verão. O aumento extraordinário do volume de produção deve-se ao processo de desverticalização das actividades de geração embebidas nas subsidiárias de distribuição.

• 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\$68M no 1T2006 vs. R\$4M no 1T2005). Esta diferença será recuperada nos próximos reajustamentos tarifários.

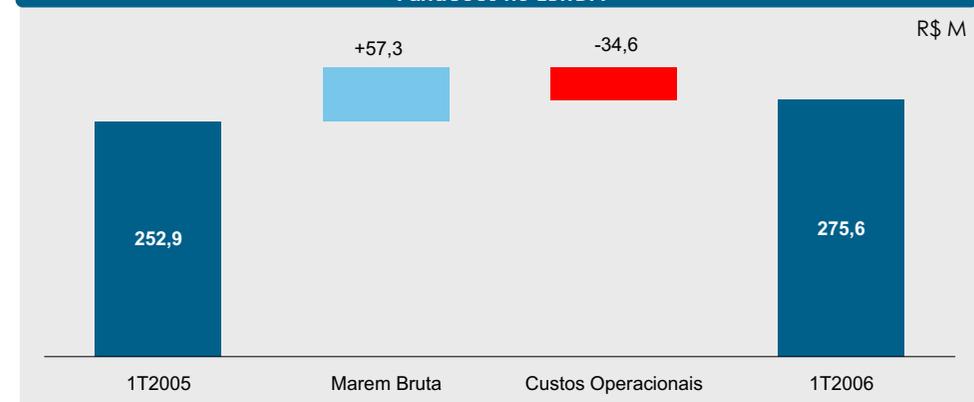
• Os custos operacionais foram afectados principalmente pela implementação de programas corporativos com vista à melhoria dos níveis de eficiência da empresa, nomeadamente a implementação do “Projecto Vanguarda”, que tem por missão a captura de sinergias no Grupo Energias do Brasil, e o desenvolvimento de um programa de combate às perdas técnicas e comerciais na rede de distribuição.

• É importante destacar que a central hidroeléctrica de Peixe Angical (452 MW) deverá iniciar a sua actividade no 2T2006, com a entrada em funcionamento do primeiro grupo de 151 MW, sendo esperado um forte contributo desta central para o EBITDA em 2006.

Margem Bruta



Varições no EBITDA

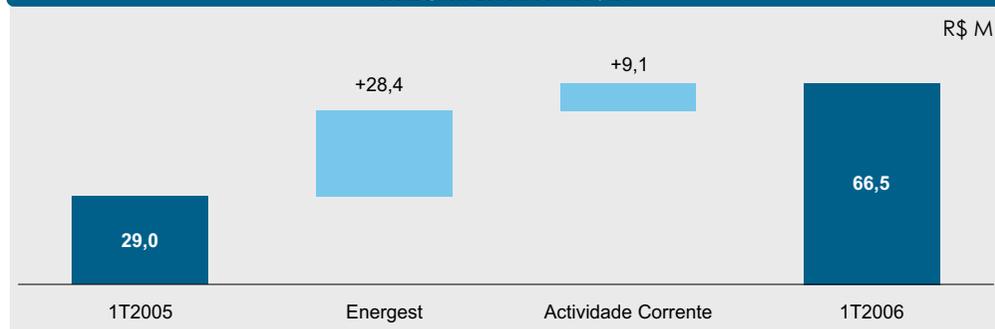


Produção

Capacidade Instalada (MW)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Lajeado (27,65%)	250	250	-
Energest	267	-	+267
Total	517	250	+267

Electricidade Vendida (GWh)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Lajeado (27,65%)	278	287	-3,1%
Energest	392	-	-
Total	670	287	133,1%

Margem Bruta Produção



• Em meados de 2005, a Energias do Brasil separou as actividades de geração incorporadas nas suas distribuidoras, de forma a cumprir com o novo enquadramento regulatório para o sector eléctrico Brasileiro. Em resultado, as centrais eléctricas anteriormente embebidas nas empresas distribuidoras (281 MW; dos quais 14 MW foram desactivados no final de 2005), foram incorporadas na área de negócio da geração. Esta alteração foi o principal factor que contribuiu para o crescimento do EBITDA no 1T2006 (+\$R28M).

• Em 2006, a Energias do Brasil espera aumentar a sua capacidade em 527 MW. Em Janeiro de 2006, foi obtida a licença de operação para a central de Peixe Angical (452 MW), permitindo a conclusão do enchimento da albufeira em Abril 2006. Esta central deverá iniciar a sua actividade no 2T2006, através do seu primeiro grupo de 151 MW, tendo os segundo e terceiro grupos início programado para Julho e Outubro, respectivamente. 100% da produção anual desta central (2,374 GWh) já está contratada com as empresas de distribuição, a um preço médio de aproximadamente R\$120/MWh (estes contratos já foram aprovados pelo regulador).

Trading & Comercialização

Clientes	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Número de Clientes	54	34	58,8%

Electricidade Vendida (GWh)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Cientes liberalizados	1.354	921	47,0%
Empresas de distribuição	303	683	-55,6%
Total	1.657	1.604	3,3%

Margem Bruta Comercialização



• Os volumes vendidos pela nossa empresa de comercialização e trading, Enertrade, apresentaram um crescimento de 3,3%, 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 de electricidade transaccionados com as subsidiárias de distribuição da Energias do Brasil apresentaram uma queda, devido a uma 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.

• Assim, apesar do aumento dos volumes vendidos, a margem bruta da Enertrade diminuiu 23,5%, em consequência do término de alguns contractos de "self-dealing", sendo que estes não foram completamente compensados pelos novos contractos a clientes finais com menores margens.

Actividade de Distribuição

GWh	Actividade de Distribuição		
	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Clientes finais	1.964	2.008	-2,2%
Clientes acesso	1.172	990	18,4%
Electricidade Distribuída	3.136	2.998	4,6%
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

1T2006	1T2005	Δ 06/05
1.964	2.008	-2,2%
1.172	990	18,4%
3.136	2.998	4,6%
472,5	472,7	-0,0%
329,6	336,3	-2,0%
142,9	136,4	4,8%
-2,0	28,5	-
16,2	20,3	-20,1%
157,1	185,2	-15,2%
9,6	-16,8	-
166,7	168,3	-1,0%

Escelsa

1T2006	1T2005	Δ 06/05
1.228	1.391	-11,7%
809	485	66,8%
2.037	1.876	8,6%
312,1	283,7	10,0%
229,5	198,0	15,9%
82,6	85,7	-3,6%
7,4	11,9	-37,6%
11,6	9,8	18,3%
101,6	107,3	-5,3%
4,3	2,5	73,2%
105,9	109,8	-3,6%

Enersul

1T2006	1T2005	Δ 06/05
695	708	-1,8%
98	87	12,6%
793	795	-0,2%
199,9	150,2	33,1%
112,0	96,6	15,9%
87,9	53,5	64,1%
10,2	16,4	-37,8%
9,1	6,4	42,8%
107,2	76,3	40,4%
2,7	4,8	-44,0%
109,8	81,1	35,4%

Electricidade Distribuída (GWh)



• O volume de electricidade distribuído pela Energias do Brasil aumentou 5,2%, explicado pelas elevadas temperaturas no verão, com impacto nos segmentos residencial, comercial e rural. Além das elevadas temperaturas, cada uma das áreas de concessão foi influenciada por diferentes factores. O aumento na Bandeirante também beneficiou de um maior número de clientes, enquanto que o aumento do consumo na Escelsa foi influenciado pelo crescimento económico da região. No que respeita à Enersul, a economia rural local foi afectada por factores particulares, nomeadamente pelo surto de febre aftosa.

• Bandeirante: A "Margem de Electricidade Base" aumentou 4,8% em consequência: i) de um aumento dos volumes distribuídos e de uma melhoria da margem média unitária atribuída pelo regulador (Parcela B); que foram parcialmente compensados por ii) uma diferença negativa de R\$21M nos custos não-controláveis entre os incorridos e os cobertos pela tarifa (R\$4M positivos no 1Q05). No que respeita aos ajustamentos tarifários em recuperação (ou devolução) no período, é importante referir que a Bandeirante está a devolver 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. A variação nos "Outros proveitos/(custos)" reflecte a estimativa de venda de electricidade em contadores em cada período (não incluída nas vendas "base" de electricidade e nos GWh distribuídos).

• Escelsa: A "Margem de Electricidade Base" diminuiu 3,6% devido: i) a uma diferença negativa de R\$37M nos custos não-controláveis entre os incorridos e os cobertos pela tarifa (R\$10M negativos no 1T2005); e ii) ao impacto do processo de desverticalização; que foram parcialmente compensados por um forte aumento no consumo. Nos ajustamentos tarifários em recuperação, a Escelsa está a recuperar: i) R\$35M relativos a custos passados que não foram cobertos pela tarifa; e ii) R\$17M relativos ao efeito retroactivo da correcção do aumento tarifário de Agosto de 2004 (de 4,96% para 8,58%).

• Enersul: A "Margem de Electricidade Base" aumentou 64% devido: i) a uma melhoria da margem média unitária atribuída pelo regulador (Parcela B); e ii) uma correcção de R\$20m à base tarifária em Abril de 2005; parcialmente compensada por iii) uma diferença negativa de R\$10M nos custos não-controláveis entre os incorridos e os cobertos pela tarifa (R\$2M positivos no 1T2005). Nos ajustamentos tarifários em recuperação, a Enersul recuperou, entre Abril de 2005 e 2006; i) R\$20M relativos ao efeito retroactivo da correcção do aumento tarifário de Abril de 2003 (de 42,26% para 50,81%); e ii) R\$28M de custos passados que não foram cobertos pela tarifa.

• No global, a margem bruta das distribuidoras aumentou 6,5% devido principalmente ao aumento do consumo de electricidade, tendo este sido parcialmente penalizado por diferenças tarifárias negativas de R\$68M no 1T2006 (vs. R\$4M negativos no 1T2005), que serão recuperados nos próximos reajustamentos tarifários.

Eventos subsequentes: em Abril de 2006, a ANEEL aprovou um aumento médio tarifário de 16,75% à Enersul, que reflecte +4,17% da Parcela A, +7,29% da Parcela B e +5,29% de itens financeiros.

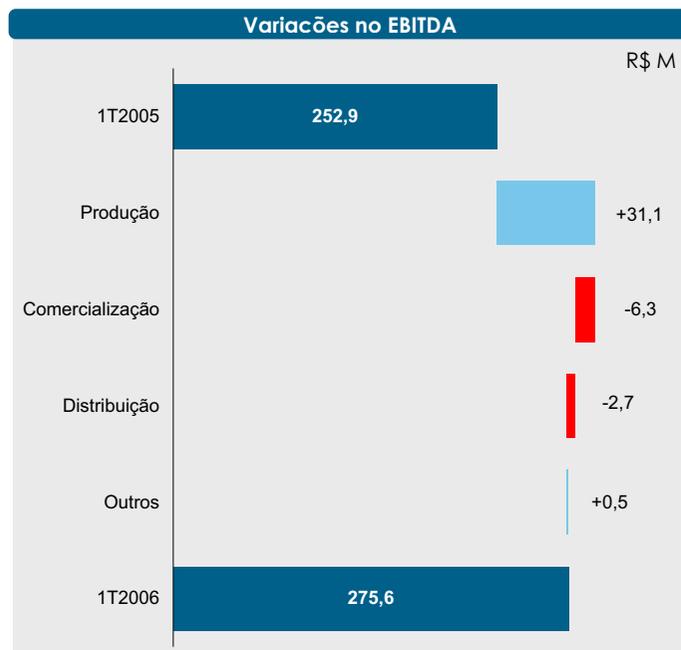
Ultimas Revisões Tarifárias e Reajustamentos

	Bandeirante	Escelsa	Enersul
	Out-05 Reajust.	Ago-05 Reajust.	Abr-05 Reajust.
Parcela A	-4,03%	5,73%	3,06%
Parcela B ⁽¹⁾	0,74%	-2,54%	11,75%
Índice Reajust.	-3,29%	3,19%	14,81%
Custos Passados	4,36%	5,06%	3,41%
Outros	-5,56%	1,50%	2,47%
Items Financ.	-1,20%	6,56%	5,88%
Índice Total ⁽¹⁾	-4,49%	9,75%	20,69%

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.

⁽¹⁾ Parcela B da Bandeirante e Escelsa foi ajustada devido a alteração aplicada pela ANEEL na forma como os impostos são considerados na construção da tarifa; estes são agora pagos directamente pelos clientes e não necessitam de ser recuperados pela tarifa.

DR Operacional R\$ Milhões	Produção			Comercialização			Distribuição			Consolidado		
	1T2006	1T2005	Δ 06/05	1T2006	1T2005	Δ 06/05	1T2006	1T2005	Δ 06/05	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Proveitos Operacionais	88,5	31,8	178,1%	118,7	106,8	11,1%	1.079,9	998,2	8,2%	1.186,2	1.056,3	12,3%
Custos Directos da Actividade	21,9	2,8	691,3%	98,9	80,9	22,3%	697,5	639,0	9,2%	715,8	643,3	11,3%
Margem Bruta	66,5	29,0	129,1%	19,8	25,9	-23,5%	382,5	359,3	6,5%	470,4	413,1	13,9%
Margem Bruta/Proveitos	75,2%	91,3%	-16,1p.p.	16,7%	24,3%	-7,6p.p.	35,4%	36,0%	-0,6p.p.	39,7%	39,1%	0,5p.p.
Fornecimentos e serviços externos	17,0	10,4	63,9%	1,1	1,5	-28,3%	70,5	55,1	27,9%	93,0	70,1	32,6%
Custos com pessoal	2,2	1,8	26,9%	1,1	0,4	178,0%	64,6	58,5	10,4%	71,0	63,7	11,3%
Outros custos (proveitos) operacionais	1,9	2,6	-28,2%	0,0	0,1	-69,7%	27,7	23,3	19,0%	30,8	26,3	17,3%
Custos Operacionais	21,1	14,7	43,3%	2,2	2,0	9,5%	162,8	136,9	18,9%	194,8	160,2	21,6%
EBITDA	45,5	14,3	217,1%	17,6	23,9	-26,3%	219,6	222,3	-1,2%	275,6	252,9	9,0%
EBITDA/Proveitos	51,4%	45,1%	6,3p.p.	14,9%	22,4%	-7,5p.p.	20,3%	22,3%	-1,9p.p.	23,2%	23,9%	-0,7p.p.
Amortizações	4,3	2,3	84,1%	0,2	0,2	13,7%	56,5	48,9	15,6%	61,2	51,5	18,9%
Compensação amort. activos subsidiados	-	-	-	-	-	-	-5,7	-	-	-5,7	-	-
EBIT	41,2	12,0	243,1%	17,5	23,8	-26,6%	168,8	173,4	-2,7%	220,1	201,4	9,3%
EBIT/Proveitos	46,5%	37,7%	8,8p.p.	14,7%	22,2%	-7,5p.p.	15,6%	17,4%	-1,7p.p.	18,6%	19,1%	-0,5p.p.
Número de Empregados	281	208	+73	15	9	+6	3.259	3.362	-103	3.609	3.622	-13



• No 1T2006, o EBITDA da Energias do Brasil aumentou 9,0%. O aumento na actividade de geração deve-se ao processo de desverticalização, enquanto que as actividades de distribuição e comercialização apresentaram contributos negativos, devido, respectivamente, a diferenças tarifárias negativas (R\$68M no 1T2006 vs. R\$4M no 1T2005) em conjunto com maiores custos operacionais e ao fim de contratos de “self-dealing”.

• Os custos operacionais da Energias do Brasil aumentaram 21,6% em resultado de:

- um aumento dos custos com FSEs, principalmente na actividade de distribuição, devido: (a) ao programa para diminuir as perdas comerciais e técnicas da rede de distribuição (R\$6M); (b) a maiores custos com consultadoria e TI (R\$5M), devido à implementação do “Projecto Vanguarda” e (c) a outros custos relacionados com a expansão da rede de distribuição e com a melhoria dos serviços comerciais;
- um aumento dos custos com pessoal, reflectindo aumentos médios salariais entre 6% a 8% nas empresas de distribuição;
- um aumento das provisões para clientes de cobrança duvidosa (+R\$3M).

• 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, detecção de fraudes e regularização de ligações clandestinas. Melhorias nos indicadores de perdas são esperadas até ao final de 2006.

• O “Projecto Vanguarda” foi desenvolvido em 2005 com vista a criar e consolidar um novo conceito de gestão integrada entre as empresas da Energias do Brasil, a partir de duas vertentes: a captura de sinergias e um novo modelo organizacional. A estrutura organizacional, os processos operacionais e o sistema de TI estão a ser redesenhados com o objectivo de alcançar economias de escala e poupanças de custos através de serviços partilhados. Espera-se que este programa esteja integralmente implementado em 2007.

DR Operacional (€ M) (1)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Proveitos Operacionais	39,1	40,4	-3,2%
Custos Directos da Actividade	19,8	19,7	0,9%
Margem Bruta	19,3	20,7	-7,0%
Margem Bruta/Proveitos	49,3%	51,3%	-2,1 pp
Fornecimentos e serviços externos	12,4	11,5	7,5%
Custos com pessoal e benefícios sociais	6,9	8,1	-14,7%
Outros custos (proveitos) operacionais	-1,3	-4,2	69,9%
Custos Operacionais	18,0	15,4	16,9%
EBITDA	1,3	5,3	-76,1%
EBITDA/Proveitos	3,3%	13,2%	-10,0 pp
Amortizações (liq. de subsídios)	9,3	9,8	-5,2%
EBIT	-8,0	-4,5	-79,1%
EBIT/Proveitos	-20,6%	-11,1%	-9,5 pp

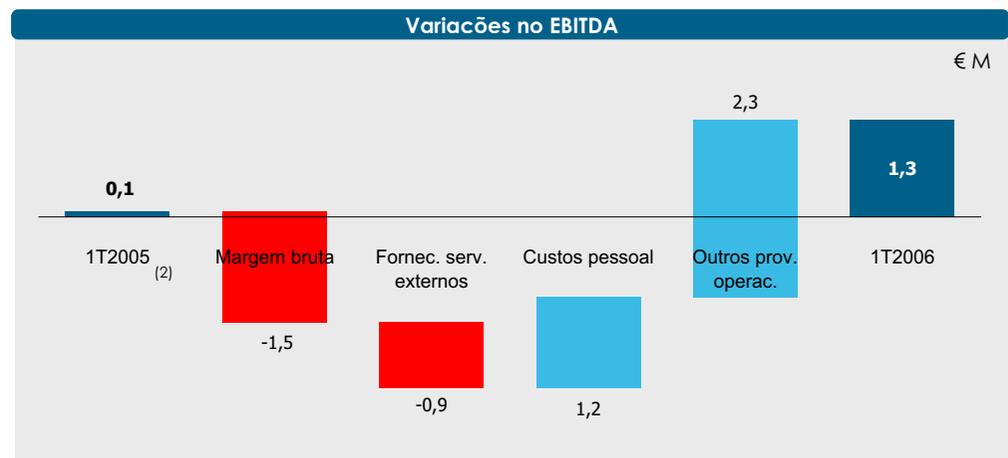
Dados Operacionais (1)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Número de Empregados	488	599	-111
Novos Clientes - "Gross Adds" (milhares)	21,4	13,0	65,1%
Residencial	31,0	43,4	-28,6%
Empresarial	89,0	91,5	-2,7%
Operadores	149,4	113,6	31,6%
Tráfego de Voz (milhões min.)	269,4	248,5	8,4%

• O número de novos clientes ("Gross Adds") aumentou 65,1% no período, devido à aposta estratégica do Grupo Oni nos clientes de acesso directo e na Internet de banda larga (Oni Duo).

• O tráfego de voz aumentou 8,4% no período, devido essencialmente a um crescimento de 31,6% no segmento dos operadores. O tráfego de voz no segmento residencial diminuiu 28,6% devido à erosão dos clientes de acesso indirecto, que não foi ainda compensada pelo aumento do tráfego de voz nos clientes de acesso directo, que mais do que triplicou quando comparado com o 1T2005 e teve um aumento superior a 50% quando comparado com o 4T2005. No segmento empresarial, o tráfego de voz diminuiu 2,7% no período devido a uma redução do tráfego de voz nos clientes de acesso indirecto.

• Os proveitos operacionais diminuíram 3,2% no período, resultado de uma redução de 9,9% nos proveitos dos serviços de voz para €15,1M no 1T2006, explicado por uma demora na comercialização do "Oni Voxx" (produto de voz indirecta) que resultou de um atraso na publicação da regulamentação necessária ao lançamento daquele produto. Excluindo as receitas provenientes dos serviços de voz indirecta, os proveitos operacionais teriam aumentado 2,0% no período. Os proveitos dos serviços de dados & Internet permaneceram estáveis nos €16M,

Margem Bruta (€ M) (1)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Telecommunication Services	18,9	20,6	-8,5%
Gross Profit/Revenues	52,3%	52,8%	-0,5 pp
Equipment sales	0,4	0,1	-
Gross Profit/Revenues	12,7%	6,8%	5,9 pp
Gross Profit	19,3	20,7	-7,0%
Gross Profit/Revenues	49,3%	51,3%	-2,1 pp



sustentados pelas receitas provenientes dos serviços de Internet de banda larga. Os proveitos das vendas de equipamento aumentaram €1,7M no período para €3,0M no 1T2006, beneficiando de um contrato excepcional para o fornecimento de equipamentos.

• A margem bruta do Grupo Oni diminuiu 7,0% no período, ou 2,1 p.p. devido essencialmente a uma alteração no mix de serviços prestados e a uma redução no preço médio dos serviços fornecidos num ambiente cada vez mais competitivo.

• Excluindo os impactos não-recorrentes, os custos operacionais teriam diminuído 13,0% no período, consequência: i) de uma redução de 14,7%, ou €1,2M, dos custos com pessoal devido, por um lado, a uma diminuição dos custos com indemnizações, e por outro, a uma redução no número de empregados; ii) da contabilização no 1T2005 de uma provisão de €1,5M para cobranças duvidosas e iii) da contabilização no 1T2006 de um proveito de €1M relacionado com a reversão de uma provisão para cobranças duvidosas (recuperação de dívidas); que foram parcialmente compensados por iv) um aumento de 7,5% nos fornecimentos e serviços externos. Cerca de 1/3 deste aumento nos fornecimentos e serviços externos está relacionado com um aumento dos custos com a aquisição e retenção de clientes, sendo que o remanescente resulta de um aumento nos custos de manutenção da rede da Oni.

• Numa base comparável, o EBITDA do Grupo Oni teria aumentado de uma situação de "break-even" no 1T2005 para €1,3M no 1T2006.

(1) Os dados financeiros e operacionais aqui apresentados para o 1T2005 são pro-forma, i.e. excluem o contributo da Comunitel. Em 2005, no seguimento da venda da Comunitel em Setembro de 2005, esta empresa foi apenas consolidada de Janeiro a Setembro.

(2) No 1T2005, o EBITDA do Grupo Oni foi ajustado de forma a excluir um proveito extraordinário de €5,3M relacionado com a venda da Oni Way.

Demonstrações de Resultados

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1T2006 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	Cogeração na Ibéria	Distribuição na Ibéria	Gás na Ibéria	Energias do Brasil	Telecoms	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	721,6	280,5	53,1	20,1	1.137,1	26,6	446,4	-	2.421,8
Outras Vendas	2,1	5,8	8,2	6,7	0,9	220,8	-	3,0	259,6
Prestação de Serviços	1,9	5,3	1,8	0,3	16,4	18,0	6,2	36,1	78,6
Proveitos Operacionais	725,7	291,6	63,0	27,1	1.154,4	265,4	452,7	39,1	2.760,1
Electricidade e Gás	34,2	376,2	0,0	0,1	803,4	30,3	268,8	-	1.243,5
Combustíveis	250,6	-	5,5	17,7	0,2	-	-	-	292,6
Materiais Diversos e Mercadorias	4,1	8,7	4,6	0,3	3,8	193,5	4,3	2,6	212,1
Custos Directos da Actividade	288,9	384,9	10,1	18,1	807,4	223,8	273,2	2,6	1.748,2
Margem Bruta	436,8	(93,2)	52,9	9,0	346,9	41,5	179,5	36,5	1.011,9
Margem Bruta/Proveitos	60,2%	-32,0%	84,0%	33,1%	30,1%	15,7%	39,7%	93,4%	36,7%
Fornecimentos e serviços externos	25,9	7,6	8,4	3,1	67,9	9,9	35,5	29,6	167,8
Custos com pessoal	25,9	2,9	2,5	0,2	50,8	5,0	27,1	6,7	141,9
Custos com benefícios sociais	4,1	0,1	0,0	-	14,9	0,1	-	0,2	18,1
Rendas de concessão	0,9	0,0	0,2	-	50,9	-	0,9	-	53,0
Outros Custos/(Proveitos)	21,9	10,3	2,3	(0,5)	(1,1)	2,9	10,9	(1,3)	62,1
Custos Operacionais	78,7	20,9	13,5	2,8	183,4	17,9	74,3	35,2	442,9
EBITDA	358,1	(114,1)	39,4	6,2	163,5	23,7	105,2	1,3	569,0
EBITDA/Proveitos	49,3%	-39,1%	62,6%	22,7%	14,2%	8,9%	23,2%	3,3%	20,6%
Amortizações	73,2	1,9	16,7	2,6	89,5	8,4	23,4	9,3	241,6
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(0,9)	-	(0,1)	(0,0)	(20,9)	(0,6)	(2,2)	-	(24,7)
EBIT	285,8	(116,0)	22,8	3,6	94,9	15,8	84,0	(8,0)	352,0
EBIT/Proveitos	39,4%	-39,8%	36,2%	13,2%	8,2%	6,0%	18,6%	-20,6%	12,8%
Resultados Financeiros	(11,9)	(3,9)	(13,1)	(0,9)	(12,2)	0,8	(20,9)	(4,5)	25,8
Amortização dos direitos de concessão	0,0	-	(0,0)	(0,0)	-	(0,0)	(2,1)	(0,8)	(9,1)
Actividades descontinuadas	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados Antes de Impostos	273,9	(119,9)	9,7	2,7	82,7	16,7	60,9	(13,4)	368,7
IRC e Impostos Diferidos	75,7	(33,0)	4,9	0,0	15,6	5,1	25,4	2,8	107,9
Interesses Minoritários	0,4	(0,0)	2,5	0,0	0,0	6,6	1,8	(0,1)	23,7
Resultados Líquidos	197,8	(86,9)	2,2	2,7	67,1	5,0	33,7	(16,1)	237,1

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1T2005 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	Cogeração na Ibéria	Distribuição na Ibéria	Gás na Ibéria	Energias do Brasil	Telecoms	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	658,0	142,1	24,2	16,4	1.007,0	9,3	275,8	-	2.136,1
Outras Vendas	1,8	1,4	3,7	4,8	0,8	143,3	-	2,6	175,3
Prestação de Serviços	3,8	2,2	0,7	0,2	13,6	10,0	30,8	78,2	142,1
Proveitos Operacionais	663,7	145,7	28,6	21,4	1.021,4	162,7	306,6	80,7	2.453,5
Electricidade e Gás	31,6	167,5	0,3	0,1	660,5	11,9	183,9	-	1.195,6
Combustíveis	250,7	-	3,3	12,6	0,1	-	-	-	267,2
Materiais Diversos e Mercadorias	4,8	2,8	2,4	0,1	2,8	107,7	2,9	2,4	9,2
Custos Directos da Actividade	287,1	170,3	6,0	12,8	663,4	119,5	186,7	2,4	1.472,0
Margem Bruta	376,6	(24,6)	22,6	8,6	358,0	43,1	119,9	78,4	981,5
Margem Bruta/Proveitos	56,7%	-16,9%	79,1%	40,2%	35,1%	26,5%	39,1%	97,1%	40,0%
Fornecimentos e serviços externos	25,8	7,1	5,4	2,5	67,5	6,5	20,4	60,4	177,0
Custos com pessoal	27,8	2,6	1,2	0,2	49,2	5,0	17,8	13,8	133,4
Custos com benefícios sociais	5,9	0,1	0,0	-	19,6	0,1	0,7	0,2	25,1
Rendas de concessão	0,9	0,0	0,2	-	50,3	-	-	-	51,4
Outros Custos/(Proveitos)	3,4	(3,2)	0,2	(0,4)	(1,7)	1,2	7,6	(3,5)	33,8
Custos Operacionais	63,8	6,6	7,0	2,3	184,9	12,8	46,5	70,8	420,6
EBITDA	312,8	(31,2)	15,5	6,4	173,2	30,3	73,4	7,6	560,8
EBITDA/Proveitos	47,1%	-21,4%	54,4%	29,7%	17,0%	18,6%	23,9%	9,4%	22,9%
Amortizações	70,6	2,2	6,9	2,4	90,0	8,0	14,9	13,5	218,6
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(1,5)	-	(0,1)	(0,0)	(20,1)	(0,4)	-	-	(20,2)
EBIT	243,7	(33,4)	8,7	4,0	103,2	22,7	58,5	(5,9)	362,4
EBIT/Proveitos	36,7%	-23,0%	30,5%	18,5%	10,1%	14,0%	19,1%	-7,4%	14,8%
Resultados Financeiros	(18,5)	(0,9)	(3,0)	(0,8)	(8,6)	5,5	(26,8)	(9,1)	(65,9)
Amortização dos direitos de concessão	(0,0)	-	(0,1)	-	-	0,0	(1,2)	(1,9)	(9,4)
Actividades descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados Antes de Impostos	225,2	(34,4)	5,7	3,1	94,6	28,2	30,5	(17,0)	287,6
IRC e Impostos Diferidos	60,9	(11,5)	1,5	0,0	17,9	8,0	12,5	0,1	67,8
Interesses Minoritários	2,4	(0,7)	0,7	(0,0)	0,1	6,4	3,2	0,1	3,0
Resultados Líquidos	162,0	(22,2)	3,6	3,1	76,6	13,8	14,8	(17,2)	216,9

ANEXOS

Capacidade Instalada (MW)	1T2006	1T2005	Δ MW
PORTUGAL	8.921	8.355	567
Regime Convencional	8.584	8.032	552
<i>Produção Vinculada</i>	<i>7.164</i>	<i>7.005</i>	<i>160</i>
Hidroeléctrica (SEP)	4.095	3.903	192
Termoeléctrica (SEP)	3.070	3.102	-32
Carvão			
Sines	1.192	1.192	-
Fuelóleo / Gás Natural			
Setúbal	946	946	-
Carregado	710	710	-
Barreiro	56	56	-
Gasóleo			
Tunes	165	197	-32
<i>Produção Não-Vinculada</i>	<i>1.420</i>	<i>1.028</i>	<i>392</i>
Mini-Hídrica (SENV)	244	244	-
CCGT (SENV)			
Central do Ribatejo	1.176	784	392
Regime Especial	337	322	15
Mini-Hídrica	66	66	-
Cogeração	111	111	-
Eólica	151	136	15
Biomassa	9	9	-

ESPAÑA	3.171	2.833	339
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	680	341	339
Mini-Hídrica	3	3	-
Cogeração	42	39	3
Eólica ⁽¹⁾	561	223	339
Resíduos	69	69	-
Biomassa	4	7	-3

Produção de Electricidade (GWh)	1T2006	1T2005	Δ GWh
PORTUGAL	7.415	7.337	78
Regime Convencional	7.052	7.027	25
<i>Produção Vinculada</i>	<i>5.409</i>	<i>5.705</i>	<i>-295</i>
Hidroeléctrica (SEP)	2.160	1.295	866
Termoeléctrica (SEP)	3.249	4.410	-1.161
Carvão			
Sines	2.371	2.421	-49
Fuelóleo / Gás Natural			
Setúbal	771	1.337	-565
Carregado	72	571	-499
Barreiro	34	74	-40
Gasóleo			
Tunes	0	8	-8
<i>Produção Não-Vinculada</i>	<i>1.643</i>	<i>1.322</i>	<i>321</i>
Mini-Hídrica (SENV)	110	33	77
CCGT (SENV)			
Central do Ribatejo	1.533	1.289	244
Regime Especial	363	310	53
Mini-Hídrica	56	20	36
Cogeração	194	185	9
Eólica	98	93	5
Biomassa	14	13	2

ESPAÑA	4.003	3.954	49
Regime Convencional	3.490	3.698	-207
Hidroeléctrica	324	305	19
Termoeléctrica	2.837	3.061	-224
Carvão			
Aboño	1.658	1.421	237
Soto de Ribera	981	1.134	-153
CCGT			
Castejón	198	506	-308
Nuclear			
Trillo	329	331	-2
Regime Especial	513	256	257
Mini-Hídrica	1	1	0
Cogeração	61	51	10
Eólica ⁽¹⁾	364	120	244
Resíduos	84	82	2
Biomassa	3	3	-1

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

Electricidade Distribuída (GWh)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Electricidade Entregue na Distribuição	12.987	12.509	3,8%
Vendas a centrais do Grupo EDP	(5)	(3)	-56,5%
Consumos próprios da distribuição	(5)	(10)	45,6%
Perdas da distribuição	(848)	(1.026)	17,3%
Total das Vendas de Electricidade⁽¹⁾	12.129	11.471	5,7%
Vendas de Electricidade - Sist. Regulado	9.680	9.454	2,4%
MAT (Muito Alta Tensão)	343	336	1,9%
AT (Alta Tensão)	1.345	1.216	10,6%
MT (Média Tensão)	1.581	1.411	12,1%
BTE (Baixa Tensão Especial)	546	716	-23,8%
BT (Baixa Tensão)	5.459	5.407	1,0%
IP (Iluminação Pública)	407	369	10,3%
Vendas de Electricidade - Sist. Não-regulado	2.448	2.017	21,4%
EDP	1.585	1.308	21,2%
MAT (Muito Alta Tensão)	12	-	-
AT (Alta Tensão)	41	9	333,1%
MT (Média Tensão)	1.248	1.218	2,5%
BTE (Baixa Tensão Especial)	284	81	251,7%
Outros	864	709	21,9%
AT (Alta Tensão)	3	10	-66,4%
MT (Média Tensão)	745	674	10,6%
BTE (Baixa Tensão Especial)	115	25	357,7%

Número de Consumidores ⁽²⁾	1T2006	1T2005	Δ 06/05
Consumidores - Sist. Regulado	5.911.989	5.830.031	81.958
MAT (Muito Alta Tensão)	13	19	-6
AT (Alta Tensão)	162	157	5
MT (Média Tensão)	17.451	17.774	-323
BTE (Baixa Tensão Especial)	22.710	25.210	-2.500
BT (Baixa Tensão)	5.825.634	5.742.414	83.220
IP (Iluminação Pública)	46.019	44.457	1.562
Consumidores - Sist. Não-regulado	11.995	7.369	4.626
EDP	7.947	5.640	2.307
MAT (Muito Alta Tensão)	9	-	9
AT (Alta Tensão)	11	2	9
MT (Média Tensão)	2.860	2.489	371
BTE (Baixa Tensão Especial)	5.067	3.149	1.918
Outros	4.048	1.729	2.319
AT (Alta Tensão)	-	3	-3
MT (Média Tensão)	1.543	937	606
BTE (Baixa Tensão Especial)	2.505	789	1.716
Número de Consumidores	5.923.984	5.837.400	86.584
Var. Anual (%)			1,5%

Vendas de Electricidade (€ M)	1T2006	1T2005	Δ 06/05
MAT (Muito Alta Tensão)	16,1	15,0	7,3%
AT (Alta Tensão)	72,5	60,9	19,0%
MT (Média Tensão)	135,5	114,8	18,0%
BTE (Baixa Tensão Especial)	62,6	71,4	-12,4%
BT (Baixa Tensão)	729,8	654,3	11,5%
IP (Iluminação Pública)	30,9	25,4	21,5%
Descontos de Interruptibilidade	-9,6	-8,5	-13,9%
Descontos de Correção Tarifária	-	-0,0	-
Vendas de Electricidade - Sist. Regulado	1.037,6	933,3	11,2%
Vendas de Electricidade - Sist. Não-regulado	64,9	44,6	45,6%
Vendas de Electricidade	1.102,5	977,9	12,7%

⁽¹⁾ Inclui Vendas ao Grupo EDP para consumo final

⁽²⁾ Inclui empresas do Grupo EDP

Parques Eólicos no 1T2006	% NEO	Capacidade Instalada			Método de Consolidação
		100%	% Detida	Contrib. Receitas	
PORTUGAL					
Fonte da Mesa	100%	10	10	10	Integral
Pena Suar	100%	16	16	16	Integral
Cabeço da Rainha	100%	16	16	16	Integral
Cadafaz	100%	10	10	10	Integral
Serra do Barroso	70%	18	13	18	Integral
Fonte da Quelha	100%	14	14	14	Integral
Alto do Talefe	100%	14	14	14	Integral
Padrela/Soutelo	100%	8	8	8	Integral
Vila Nova	100%	26	26	26	Integral
Açor	100%	20	20	20	Integral
Alagoa Cima	40%	14	5	-	Equity
Bolores ⁽¹⁾	100%	5	5	5	Integral
Mosteiro ⁽¹⁾	100%	9	9	9	Integral
Amaral 1 ⁽¹⁾	100%	8	8	8	Integral
Caldas 1 ⁽¹⁾	100%	10	10	10	Integral
Fanhões 1 ⁽¹⁾	100%	12	12	12	Integral
Amaral 1 - 2ª Fase ⁽¹⁾	100%	2	2	2	Integral
Fanhões 2 - 1ª Fase ⁽¹⁾	100%	2	2	2	Integral
Fanhões 2 - 2ª Fase ⁽¹⁾	100%	2	2	2	Integral
		215	201	201	
ESPAÑHA					
Arlanzón	78%	34	26	34	Integral
Cantábrico	100%	65	65	65	Integral
Albacete (Campollano)	75%	124	93	124	Integral
Las Lomillas	50%	50	25	25	Proporcional
Sotonera	65%	19	12	19	Integral
Boquerón	75%	22	16	22	Integral
Belchite	100%	50	50	50	Integral
Zas	97%	24	23	24	Integral
Corme	95%	18	17	18	Integral
Tahivilla	100%	30	30	30	Integral
Buenavista	100%	8	8	8	Integral
Llanos Esquina	100%	6	6	6	Integral
La Celaya	100%	29	29	29	Integral
Monseivane	100%	41	41	41	Integral
Santa Quiteria	58%	36	21	36	Integral
Rabosera	100%	31	31	31	Integral
Enix	5%	13	1	-	Equity
Monte de las Navas	5%	49	2	-	Equity
Altos del Voltoya	31%	62	19	-	Equity
Sierra Cortado	42%	20	8	-	Equity
Sierra del Madero	42%	29	12	-	Equity
Pesur	17%	20	3	-	Equity
Estrecho	17%	10	2	-	Equity
Juan Grande	45%	20	9	-	Equity
		809	551	561	
PENÍNSULA IBÉRICA		1.024	752	763	

⁽¹⁾ Parques Eólicos da Tecneira não contribuíram para os proveitos operacionais do 1T2006.