



Resultados Anuais 2005

Gabinete de Relações com Investidores

Pedro Pires, Director
Gonçalo Santos
Elisabete Ferreira
Cristina Requicha
Rui Antunes
Catarina Mello
Tel: +351 21 001 2834
Fax: +351 21 001 2899
Email: ir@edp.pt
Site: www.edp.pt

Reuters: EDPP.IN / EDP.N
Bloomberg: EDP PL / EDP US

Lisboa, 7 de Março de 2006

Resultados 2005	3
Demonstração de Resultados e Balanço Consolidados	4
EBITDA <i>Overview</i>	5
Investimento Operacional	6
<i>Cash Flow</i>	7
Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais	8
Resultados Financeiros Consolidados	9
Áreas de Negócio	
EDP Produção	11
EDP Comercial	14
Enernova & EDP Bioelétrica	15
EDP Distribuição	16
Portgás	19
HC Energia	20
Energias do Brasil	24
Telecomunicações	27
Demonstração de Resultados e Cash-Flow por Área de Negócio	30
Anexos (1. Capacidade Instalada e Produção na Península Ibérica; 2. Capacidade Eólica na Ibéria)	34

Resultados Financeiros (€ M)	2005	2004	Δ %
Margem Bruta	3.863,8	3.367,2	14,7%
Custos Operacionais	1.382,3	1.975,1	-30,0%
EBITDA	2.481,5	1.392,1	78,3%
EBIT	1.620,2	686,7	135,9%
Resultado Líquido	1.071,1	271,6	294,3%
Dívida Líquida	9.463,2	8.534,7	10,9%

Dados Operacionais	2005	2004	Δ
Electricidade:			
Capacidade Instalada (MW)	12.334	11.770	+564 MW
Produção (GWh)	44.474	43.048	3,3%
Distribuição (GWh)	76.093	72.733	4,6%
Comercialização (GWh)	70.277	68.507	2,6%
Clientes (mil)	9.462	9.292	+170 mil
Gás:			
Distribuição (GWh)	23.495	22.059	6,5%
Comercialização (GWh)	20.736	17.080	21,4%
Clientes (mil)	700	566	+134 mil
Nº de Empregados (Grupo)	14.235	16.243	-2.008

Em 2005, o EBITDA do Grupo EDP aumentou 78%, reflectindo a consolidação de 100% da HC Energia, que beneficiou do aumento dos preços da pool, um forte desempenho operacional da Energias do Brasil e uma mais-valia de €397m na venda de uma participação de 14,3% na GalpEnergia.

A aquisição do controlo da HC Energia permitiu à EDP equilibrar a sua posição curta na produção em Portugal com a posição longa da HC Energia na produção em Espanha

- O contexto de elevados preços da pool beneficiou as actividades liberalizadas de produção e comercialização do Grupo EDP na Ibéria, dado que a posição longa da HC Energia no mercado Espanhol permitiu ao Grupo EDP mais do que compensar a sua posição curta no mercado liberalizado em Portugal.
- O aumento dos preços da pool em Espanha reflectiu-se nos resultados da EDP, dado que a recuperação, através das tarifas futuras, do défice tarifário que resultou de custos de produção elevados, foi aprovada em Decreto-Lei.

A actividade de distribuição de Electricidade no mercado doméstico foi afectada pela revisão tarifária de 2005 e pelo aumento dos custos com combustíveis

- Apesar de um crescimento de 6% na procura de electricidade, os proveitos permitidos foram negativamente afectados por uma redução média de 4% nas tarifas do Uso de Rede de Distribuição e por uma redução de 50pb na taxa de remuneração dos activos regulados para as actividades de comercialização.
- A margem bruta de electricidade foi penalizada por um aumento dos custos com a compra de electricidade, nomeadamente dos custos com combustíveis, que serão passados para a tarifa em anos subsequentes.

As operações no Brasil contribuíram significativamente para a performance operacional do Grupo EDP

- Forte performance operacional no seguimento dos ajustamentos tarifários e de um crescimento de 3% do consumo de electricidade.
- A EDP beneficiou de uma melhoria do ambiente macroeconómico no Brasil, que resultou numa valorização de 20% do Real e na redução do risco país.

Progresso na eficiência: conclusão do Programa de Reestruturação dos Recursos Humanos

- Em 2005, o Grupo EDP concluiu a implementação do Programa de Reestruturação de Recursos Humanos iniciado em 2003. Este programa permitiu ao Grupo EDP reduzir 1.731 empregados no core business.

O elevado Resultado Líquido alcançado reflecte a forte performance operacional do Grupo EDP mas também a venda de activos non-core

- Mais-valias na venda de activos non-core: 14,3% da GalpEnergia (€397m), Comunitel (€31m), 60% da Edinfor (€15m), 3% da REE (€9m) e a transferência de 2,01% do BCP para o Fundo de Pensões da EDP (€12m).
- Taxa efectiva de imposto inferior explicada pela mais-valia da GalpEnergia, livre de impostos, e pela poupança fiscal conseguida através da reestruturação societária das nossas actividades no Brasil.

Desenvolvimento da estratégia na Ibéria através de aquisições e crescimento orgânico

- Aquisições: i) 1.728 MW de parques eólicos, dos quais 272 MW em exploração e 1.456 MW em desenvolvimento; ii) reforço da posição da EDP no sector do gás em Portugal através de uma participação de 60% na Portgás, a segunda maior distribuidora de gás natural em Portugal; iii) aumento da participação da EDP na Turbogás (CCGT – 990 MW) de 20% para 40%.
- Crescimento Orgânico: i) conclusão de 1.200 MW na central termoeléctrica do Ribatejo (CCGT) e de 192 MW na central hidroeléctrica de Venda Nova II; e ii) início de construção do segundo grupo da CCGT Castéjon (400 MW) e do projecto da central hidroeléctrica de Baixo Sabor (170 MW).

Demonstração de Resultados e Balanço Consolidados



As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas. Valores de 2004 são pro-forma.

DResultados Consolidada (€ M)	2005	2004	Δ%
Vendas de electricidade	8.584,4	6.555,5	30,9%
Outras vendas	664,3	232,9	185,2%
Prestação de serviços	428,3	522,3	-18,0%
Proveitos Operacionais	9.677,0	7.310,7	32,4%
Electricidade & gás	4.222,0	3.335,8	26,6%
Combustíveis	1.103,7	551,6	100,1%
Materiais diversos e mercadorias	487,5	56,1	768,8%
Custos Directos da Actividade	5.813,2	3.943,5	47,4%
Margem Bruta	3.863,8	3.367,2	14,7%
Margem Bruta/Proveitos	39,9%	46,1%	-6,1%
Fornecimentos e serviços externos	816,8	660,9	23,6% (1)
Custos com pessoal	546,0	527,7	3,5%
Custos com benefícios sociais	200,3	440,1	-54,5% (2)
Rendas de concessão	209,0	190,2	9,9%
Outros custos/(proveitos) operacionais	(389,8)	156,2	- (3)
Custos Operacionais	1.382,3	1.975,1	-30,0%
EBITDA	2.481,5	1.392,1	78,3%
EBITDA/Proveitos	25,6%	19,0%	6,6%
Amortizações	952,0	784,3	21,4%
Compensação amort. activo subsidiado	(90,7)	(78,9)	-14,9%
EBIT	1.620,2	686,7	135,9%
EBIT/Proveitos	16,7%	9,4%	7,3%
Resultados financeiros	(364,0)	(264,7)	-37,5%
Amortização dos direitos de concessão	(37,6)	(44,0)	14,4%
Actividades descontinuadas	45,5	-	- (4)
Resultados Antes de Impostos	1.264,2	378,1	234,4%
Imposto correntes e impostos diferidos	152,2	103,2	47,5%
Interesses Minoritários	40,9	3,3	1.147,1%
Resultados Líquidos	1.071,1	271,6	294,3% (5)

Notas:

(1) Em 2005, os FSEs incluem os custos relacionados com o contracto de outsourcing com a Edinfor no montante de €89,8M. No seguimento da venda em Janeiro de 2005 de 60% da Edinfor (previamente detida a 100% pela EDP), passámos a contabilizar os serviços prestados por esta entidade como FSEs terceiros.

(2) O ano 2004 inclui um custo de €317M (VAL) relacionado com o Programa de Reestruturação de Recursos Humanos negociado com a ERSE (€87M relativos ao programa de 2003 e €230M relativos ao programa de 2004), e €20M de prémios de passagem à "Reforma Flexível". O ano 2005 inclui um custo de €64M (VAL) relacionado com o Programa de Reestruturação de Recursos Humanos (€30M na EDPD e €34M na HC). Adicionalmente, verificou-se um aumento de €44M nos prémios para pensões e provisões para pensões no seguimento do estudo actuarial de 2005.

(3) Os outros custos operacionais incluem uma mais-valia de €397M referente à venda de uma participação de 14,27% na GalpEnergia, uma mais-valia de €9M relacionada com a venda da REE e uma mais-valia de €12M relacionada com a transferência para o Fundo de Pensões do Grupo EDP de uma participação de 2,01% no BCP.

(4) O ano 2005 inclui uma mais-valia de €31M, ao nível do Grupo EDP, relativa à venda da Comunitel e uma mais-valia de €15M relativa à venda de 60% da Edinfor.

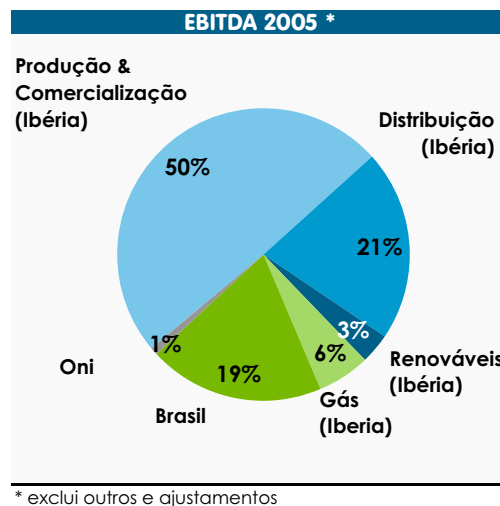
(5) Em 2004, o resultado reportado foi ajustado para reflectir a exclusão de uma perda por provisão de €316M, com impacto de €229M no Resultado Líquido, contabilizada a Dezembro de 2004, por contrapartida do activo registado com referência a Janeiro de 2004 relacionado com a conta de correcção de hidraulicidade. Ver página 31 para consultar as contas reportadas a 2004.

Activo (€ M)	2005	2004
Activo fixo	18.500,5	17.116,7
Imobilizado incorpóreo (líquido)	3.655,6	2.987,5
Imobilizado corpóreo (líquido)	13.898,0	12.628,0
Investimentos financeiros (líquido)	946,9	1.501,2
Outros Activos	5.006,2	2.968,4
Existências	219,2	168,6
Clientes (líquido)	1.463,5	1.184,9
Outros devedores (líquido)	2.462,4	1.324,6
Caixa e equivalentes	861,1	290,4
Impostos diferidos	892,7	867,4
Total do Activo	24.399,4	20.952,5
Capital Próprio (€ M)	2005	2004
Capital	3.656,5	3.656,5
Acções próprias	(38,1)	(31,7)
Resultados e outras reservas	1.205,0	413,0
Interesses minoritários	1.287,8	743,9
Total do Capital Próprio	6.111,2	4.781,8
Passivo (€ M)	2005	2004
Provisões	2.112,5	2.290,3
Conta de correcção de hidraulicidade	170,0	364,2
Dívida financeira	10.584,3	9.161,1
Curto prazo	1.983,6	1.975,1
Médio e longo prazo	8.600,7	7.186,0
Outros credores	5.051,7	4.068,8
Fornecedores	4.914,0	3.860,4
Outros credores	137,8	208,3
Impostos diferidos	369,7	286,4
Total do Passivo	18.288,2	16.170,7
Total do Capital Próprio + Passivo	24.399,4	20.952,5

EBITDA Overview: EBITDA do Grupo sobe 78,3%



EBITDA (€ M)	2005	2004	△%
EDP Produção	802,4	835,6	-4,0%
EDP Comercial	(80,8)	(6,1)	-
Enernova & EDP Bioeléctrica	19,5	17,4	12,2%
EDP Distribuição	424,0	282,5	50,1%
Portgás (60%)	19,0	-	-
HC Energia ⁽¹⁾	564,9	160,5	251,9%
Brasil	413,1	210,8	96,0%
Oni	19,3	(33,0)	-
Outros & Ajustamentos	300,3	(75,5)	-
EBITDA Consolidado	2.481,5	1.392,1	78,3%



• Apesar da evolução positiva da margem bruta da produção vinculada, no seguimento de um aumento da parcela fixa dos CAE e de uma procura de combustíveis eficiente na **EDP Produção**, o EBITDA da EDP Produção caiu 4,0%. A produção das centrais da EDPP que operam no sistema não vinculado totalizou 5.252 GWh, enquanto que a **EDP Comercial**, empresa do Grupo que vende energia aos clientes no segmento liberalizado, vendeu 6.314 GWh. A posição curta do Grupo no mercado liberalizado Português está a ser satisfeita pelas compras de electricidade realizadas pela EDPP na pool espanhola. O desempenho das actividades liberalizadas durante o período reflecte o impacto combinado dos elevados preços da pool verificados em 2005 (com um impacto de -€54m em 2005 vs. 2004) e a natureza de alguns contractos realizados pela EDPC com os seus clientes que não permite o ajustamento total dos preços finais à subida inesperada dos custos de electricidade. A EDPC está envolvida num processo de renegociação dos contractos com os seus clientes à luz da evolução actual e esperada dos preços da electricidade. Este efeito está a ser mitigado pela entrada em serviço industrial do terceiro grupo de 392 MW da central do Ribatejo (CCGT) que funciona no mercado não vinculado.

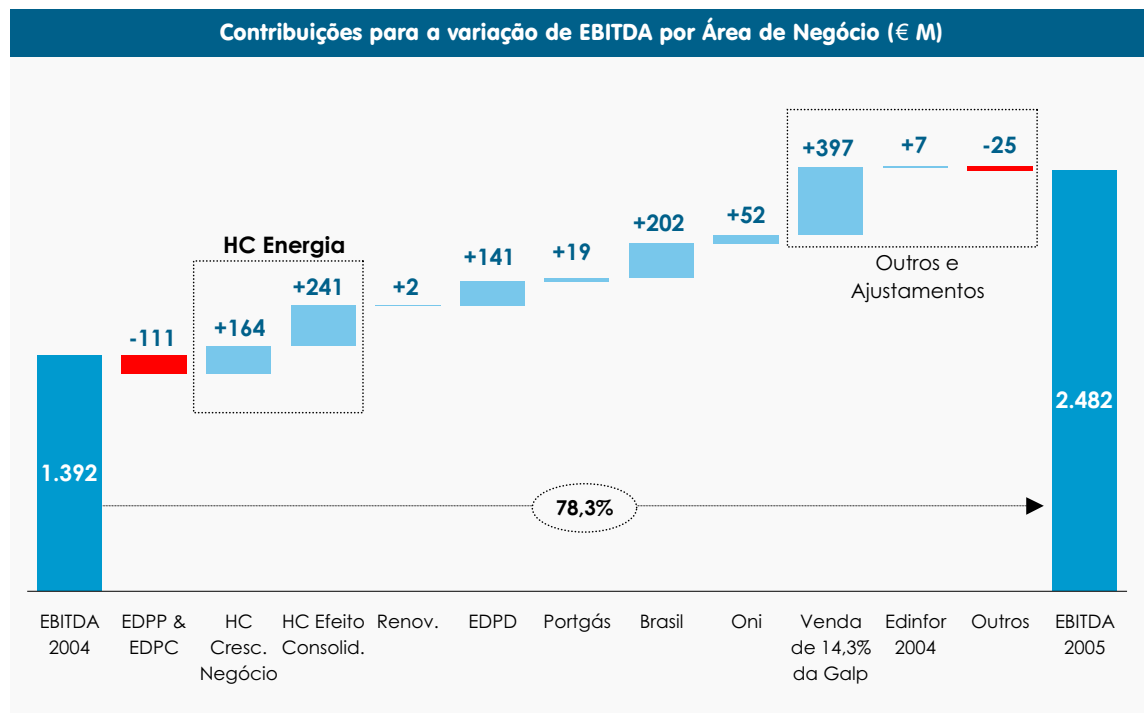
• Em contraste, a **HC Energia** está longa em produção e a cobertura ibérica do grupo torna-se evidente. A HC Energia produziu 15.198 GWh e forneceu 5.926 GWh de electricidade aos seus clientes no segmento liberalizado. Devido a esta posição longa, o EBITDA da empresa beneficiou dos elevados preços da pool (com um impacto de +€215M em 2005 vs. 2004). A EDP também beneficiou da consolidação de 100% da HC Energia pela primeira vez em 2005.

• Apesar do forte crescimento da procura, a margem bruta da **EDP Distribuição** foi penalizada pelo aumento dos custos com combustíveis que afectaram a actividade de aquisição de energia. Os custos operacionais caíram 26,3% devido à contabilização em 2004 dos custos com o Programa de Reestruturação de RH de 2003/04, programa do qual a EDPD está agora a beneficiar. Assim, o EBITDA da EDPD aumentou 50%.

• O **Brasil** continuou a proporcionar fortes crescimentos. Todas as áreas apresentaram elevados crescimentos do EBITDA em 2005, devido a um aumento dos volumes distribuídos e comercializados, a um aumento das tarifas proporcionado pelo impacto positivo dos ajustamentos tarifários, e ao facto dos custos não controláveis terem sido inferiores aos reconhecidos pela regulação. Adicionalmente, o Grupo EDP beneficiou de uma apreciação de 20% da taxa de câmbio Real/Euro em 2005 (+€69M) bem como da reversão da provisão constituída em 2003 para fazer face a uma potencial desvalorização do investimento no projecto Lajeado (+€30M).

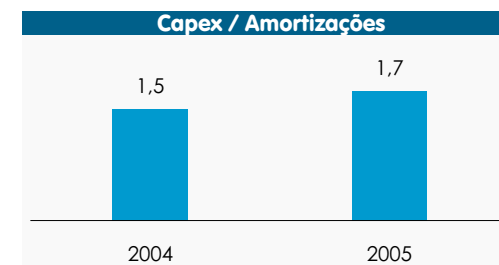
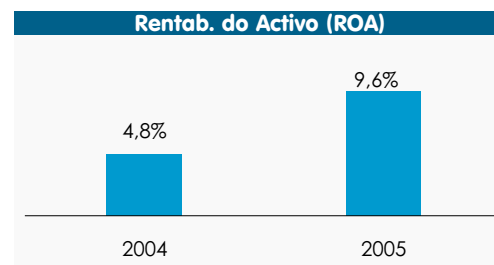
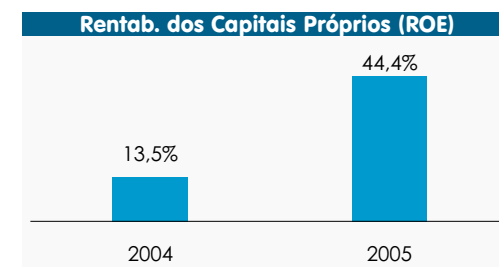
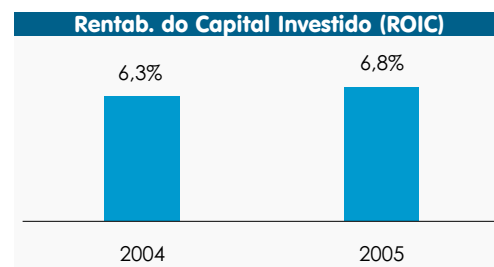
• O EBITDA da **Oni** reflecte uma melhoria da margem bruta e um controlo acentuado dos custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos – outros que não os relacionados com a aquisição e retenção de clientes. Em 2004, o EBITDA da Oni foi negativamente influenciado pela reversão de um crédito fiscal de €40m contabilizado em 2002 relativo à venda da Oni Way à Vodafone.

• Os **outros e ajustamentos** incluem uma mais-valia de €397M referente à venda de uma participação de 14,27% na Galp por €720,5m, -€23M relacionados com o ajustamento à mais-valia da venda de 3% da REE (que reflecte a diferença entre as contas da EDP – preço de venda face ao valor de mercado - e as contas da HC - preço de venda face ao valor contabilístico) e €12,4M de mais-valia com a transferência de 2,01% do BCP para o Fundo de Pensões da EDP.



⁽¹⁾ 40% em 2004

Investimento Operacional (€ M)	2005	2004	△%
EDP Produção	202,2	200,2	1,0%
EDP Comercial	5,7	5,6	1,6%
Enernova & EDP Bioeléctrica	46,0	54,5	-15,6%
EDP Distribuição	338,0	302,8	11,6%
Portgás (60%)	9,0	-	n.a.
HC Energia ⁽¹⁾	347,3	117,7	n.a.
Energia Península Ibérica	948,3	680,7	39,3%
Brasil	419,4	284,9	47,2%
Telecomunicações	34,1	32,4	5,2%
Outros	27,6	30,7	-10,4%
Total	1.429,2	1.028,8	38,9%



• O **investimento operacional do Grupo EDP** totalizou €1.429,2M em 2005, o que representa um aumento anual de 38,9% face ao ano 2004, principalmente devido: i) aos investimentos efectuados na rede de distribuição de electricidade em Portugal; ii) à construção da central hidroeléctrica de Peixe Angical no Brasil; iii) aos investimentos relacionados com o programa de ligação universal – “Universalização” – do consumo a todos os clientes de Baixa Tensão no Brasil; e iv) à consolidação integral do investimento operacional da HC Energia em 2005.

• Na **EDPP**, o investimento operacional permaneceu estável com a conclusão dos trabalhos de construção do segundo (2004) e terceiro (2005) grupos da central do Ribatejo (CCGT). Em 2005, a EDPP adquiriu à REN os terrenos das centrais termoeléctricas (Setúbal, Carregado e Tunes) por €40,6M. Adicionalmente, a EDPP concluiu os trabalhos de construção da central de produção hidroeléctrica Venda Nova II em Agosto de 2005 (€6,0M) e prosseguiu com os trabalhos na central de Sines com vista à redução das emissões de SO₂ e NO_x (€17,2M) e deu início ao projecto de construção da central hidroeléctrica de Baixo Sabor (€4,7M). A EDPP espera vir a investir cerca de €220M entre 2005 e 2008 em trabalhos ambientais, e €360M na construção do Baixo Sabor, cuja entrada em funcionamento está prevista para 2011.

• Em 2005, 90% do investimento operacional da **EDPD** foi realizado na rede de distribuição, com vista à melhoria da qualidade do serviço. O investimento na rede de distribuição aumentou 5,6% no período, o que, em conjunto com condições meteorológicas favoráveis possibilitou uma melhoria de 14,4% no Tempo de Interrupção Equivalente (215 min. em 2004 para 184 min. em 2005).

• Quase 50% do investimento operacional da **HC Energia** foi canalizado para projectos de regime especial, mais concretamente, para parques eólicos. Em 2005, entraram em exploração os parques eólicos Las Lomillas (50 MW – detidos em 50% pela Genesa) e La Sotonera (19 MW). Os parques eólicos Boquerón (22 MW) e Belchite (50 MW) iniciaram operações no início de 2006, e espera-se que o parque eólico La Brújula (73 MW) entre em operação no mês de Maio. Em 2005, a HC Energia iniciou os trabalhos de construção de um segundo grupo de 400 MW na central de Castejón (CCGT) (€25M), cuja entrada em exploração está prevista para o final de 2007. Está previsto um investimento total para este projecto de €200M. Adicionalmente, em 2005, a HC Energia prosseguiu com os investimentos ambientais (€14,6M em 2005) com vista à redução das emissões de SO₂ e NO_x nas centrais de Aboño e soto, de forma a cumprir as directivas da UE até ao final de 2007. O investimento total estimado neste projecto para o período de 2005-2007 é de aproximadamente €140M.

• O investimento na construção da central hidroeléctrica de Peixe Angical (452MW) ascendeu a R\$638,6M (ou €232,7M) em 2005, representando cerca de 55% do investimento operacional na **Energias do Brasil**. A EDP espera realizar um investimento adicional neste projecto de R\$170M em 2006, quando se prevê que esta central entre em operação. Note-se que este montante de investimento corresponde a 100% do projecto, no qual a Energias do Brasil detém uma participação de 60%. Este projecto também está a ser financiado pelo BNDES através de um empréstimo de R\$670M. Adicionalmente, o investimento operacional na Energias do Brasil inclui R\$119,4M (€43,5M) relacionados com o programa de ligação universal – “Universalização” – do consumo a todos os clientes de Baixa Tensão, nas áreas de concessão da Bandeirante, Escelsa e Enersul.

⁽¹⁾ 40% no final de 2004

Cash Flow



Cash Flow Operacional por Área de Negócio (€ M)	2005	2004	△%
EDP Produção	656,1	775,8	-15,4%
EDP Comercial	(45,1)	(40,1)	-12,4%
Enernova & EDP Bioelétrica	23,4	0,9	-
EDP Distribuição	392,7	526,0	-25,3%
HC Energia	485,9	174,6	178,3%
Brasil	381,7	239,1	59,6%
Oni	23,9	15,3	55,7%
Correcção de Hidraulicidade	(200,2)	(17,8)	-
Outros	(65,6)	(9,7)	-

Cash Flow Operacional do Grupo EDP	1.652,8	1.664,0	-0,7%
---	----------------	----------------	--------------

Cash Flow Consolidado (€ M)	2005
-----------------------------	------

Resultado líquido	1.071,1
Amortizações	952,0
Compensação da amortização dos activos subsidiados	(90,7)
Amortização dos direitos de concessão	37,6
Provisões líquidas	40,8
Juros da conta de hidraulicidade	6,0
Diferenças de câmbio	(68,7)
Consolidação pelo equity	(35,3)
Impostos diferidos	41,1
Interesses minoritários	40,9
Outros ajustamentos (incl. mais-valia na venda da GaloEnergia)	(342,1)
Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros	296,5

Cash Flow Operacional antes de Investimento Fundo de Maneio	1.949,2
--	----------------

Investimento em fundo de maneio	(96,2)
Correcção de hidraulicidade	(200,2)

Cash Flow Operacional	1.652,8
------------------------------	----------------

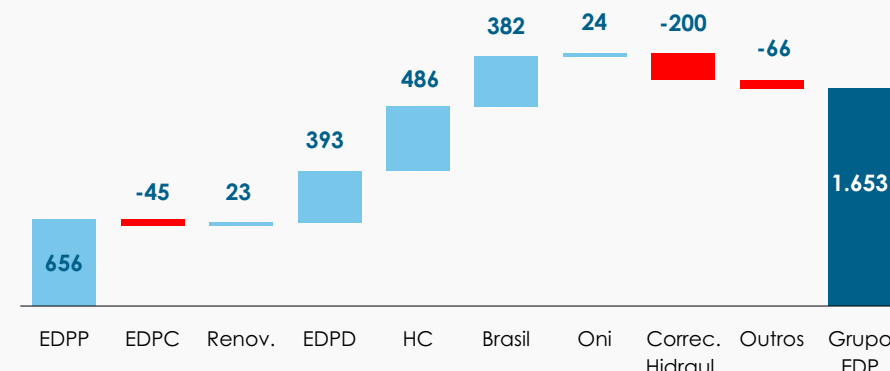
Investimento operacional	(1.429,2)
--------------------------	-----------

Cash Flow Operacional Líquido	223,6
--------------------------------------	--------------

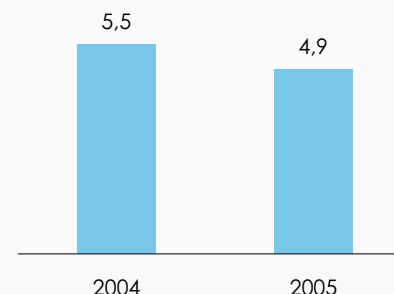
Alienação de imobilizados	540,4
Investimento financeiro	(775,7)
Financiamento de 6,08% do Défice Tarifário em Espanha de 2005	(224,3)
Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros	(296,5)
Dividendos pagos e distribuição de resultados	(336,0)
Outras variações não operacionais	(60,0)

(Aumento)/Redução da Dívida Líquida	(928,4)
--	----------------

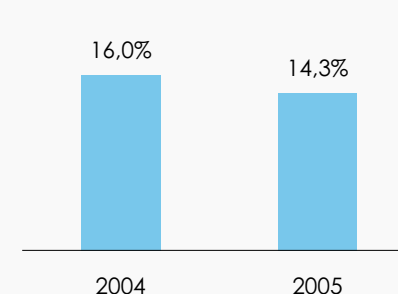
Cash Flow Operacional por Área de Negócio (€ M)



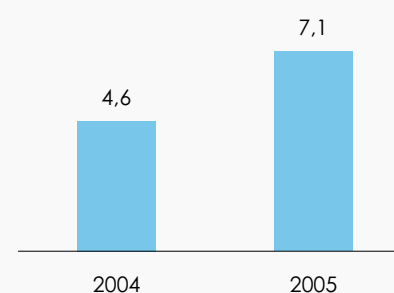
FFO + Juros Líquidos / Juros Líquidos



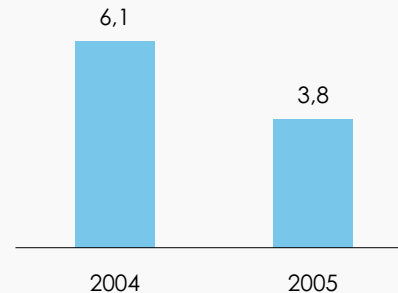
FFO / Dívida Líquida



EBITDA / Juros Líquidos



Dívida Líquida / EBITDA



Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais

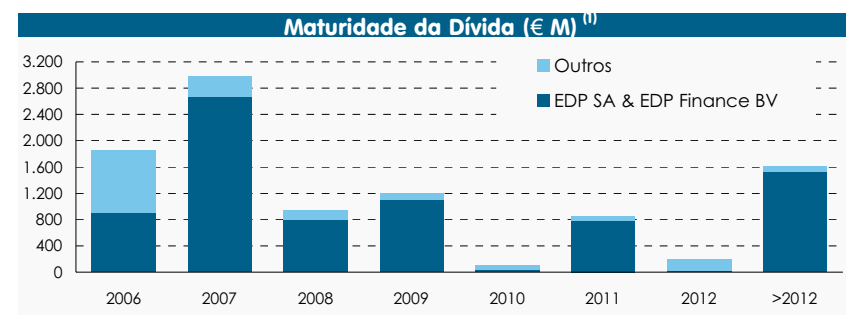
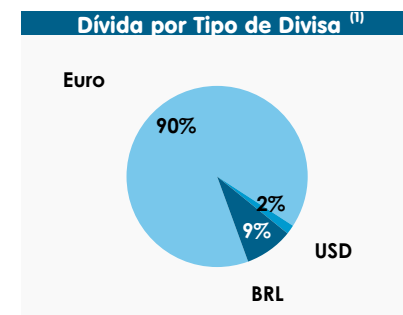
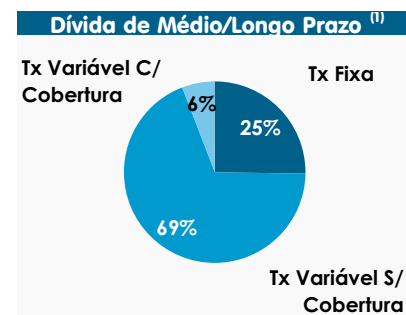
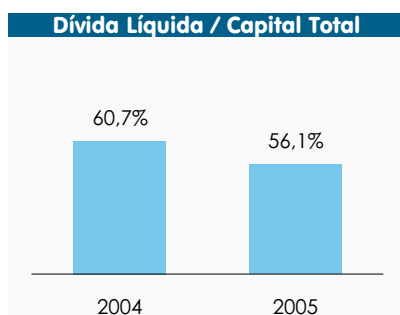


Dívida Financeira (€ M)	2005	2004
EDP S.A. e EDP Finance BV	7.844,8	5.553,0
EDP Produção	29,0	33,9
EDP Comercial	-	-
Enernova & EDP Bioelétrica	26,5	17,0
EDP Distribuição	-	-
Portgás (60%)	70,7	-
HC Energia	701,8	1.621,1
Brasil	1.006,6	731,4
Oni	315,7	622,5
Outros	17,6	42,4
Sub-Total	10.012,6	8.621,3
Derivativo OPTEP (Passivo)	315,0	315,0
"Fair Value" (Dívida coberta)	92,2	107,6
Juros da dívida a liquidar	164,5	117,3
Dívida Financeira	10.584,3	9.161,1
Caixa & Equivalentes	861,1	290,4
Derivativo OPTEP (Activo)	260,0	336,0
Dívida Líquida Grupo EDP	9.463,2	8.534,7

Dívida Líquida por subsidiária (€ M)	2005	2004
<i>Dívida Interna + Externa</i>		
EDP Produção	1.506,7	2.168,5
EDP Comercial	150,8	89,1
Enernova & EDP Bioelétrica	220,2	127,9
EDP Distribuição	1.586,5	1.339,5
Portgás (60%)	90,3	-
HC Energia	2.379,2	1.711,3
Brasil	896,8	912,0
Oni	274,4	703,9
EDP SA & Ajustamentos	2.358,3	1.482,4
Dívida Líquida Grupo EDP	9.463,2	8.534,7

Provisões Benefícios Sociais (€ M)	2005	2004
Pensões	1.099,6	1.267,1
Actos Médicos	743,6	728,4
Total	1.843,2	1.995,4

	Rating da Dívida		
	S&P	Moody's	Fitch
SA & BV	A/Stab/A-1	A2/Stab/P-1	A+/Stab/F1
HC		A3/Stab/P-2	BBB+/Stab/F2
Bandeir.	Ba3/Stab		
Escelsa	B+/Pos	B2/Stab	
Investco	Ba1/Stab		



• A dívida líquida do Grupo EDP aumentou €928,4M face a 2004, para os €9.463,2M, no seguimento:

- de um cash-flow operacional estável face a um volume de investimento superior - o cash-flow operacional foi afectado pelo pagamento de €200,2M à REN, respeitantes à correcção de hidraulicidade devido a um período de seca acentuada;
- do financiamento por parte da HC Energia de €224,3M relativos ao défice tarifário em Espanha;
- de investimentos financeiros num total de €760,9M: a) aquisição de parques eólicos, nomeadamente da Desa em Espanha (€478M de capitais próprios + €83M de suprimentos) com 224 MW de capacidade em operação e 1,186 MW em desenvolvimento, da Ider em Espanha (€15M) com 114 MW de capacidade em desenvolvimento, da Ortiga e Safra em Portugal (€21M) com 53 MW de capacidade em desenvolvimento, da Tecneira em Portugal (€36M relativos a um primeiro pagamento) com 48 MW de capacidade em operação e 73 MW em desenvolvimento, e da Weom em França (€4M) com 30 MW de capacidade em desenvolvimento; b) aquisição de 46,625% da Portgás (€85M) (a EDP já assinou um acordo para aumentar a sua participação de 60% para 72%); e c) aquisição de uma participação adicional de 20% na Turbogás (€52M) (aumentando a participação da EDP para 40%);
- da consolidação da dívida líquida da Desa (€159M) e da Portgás (€69M);
- do pagamento de um dividendo anual de €336M;
- do efeito cambial na dívida financeira da nossa subsidiária Brasileira devido à forte apreciação do Real (um aumento de cerca de €227M na dívida líquida).

Estes efeitos foram mitigados:

- pelo encaixe recebido com a Oferta Pública Inicial da Energias do Brasil (R\$500M ou €182M);
- pela venda de activos não estratégicos (€540M), nomeadamente 14,27% da GalpEnergia (a EDP recebeu em Dezembro de 2005 20% de €720M), 3% da REE (€76M), 60% da Edinfor (81M), 99,93% da Comunitel (€204M) e um edifício à REN (€21M); e
- por uma colocação privada de 2,2% na Energias do Brasil (a EDP recebeu em 2005 €6M de um total de €23M).

⁽¹⁾ Valor Nominal

Resultados Financeiros Consolidados e Amort. Trespases e Concessões



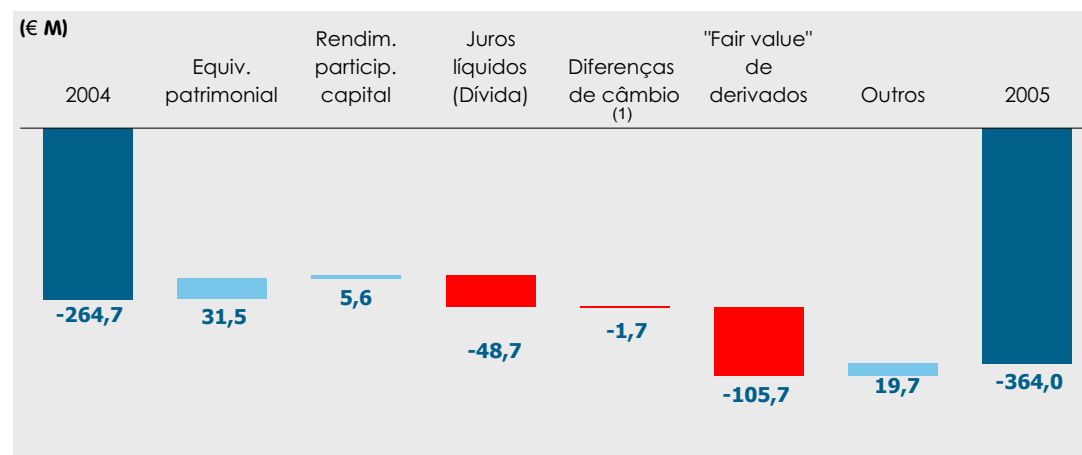
Resultados Financeiros (€ M)	2005	2004	Δ%
Empresas do Grupo e associadas	35,3	3,7	-
Rendimentos de particip. de capital	36,1	30,5	18,3%
Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros	71,4	34,2	108,5%
Juros Financeiros Líquidos	(349,8)	(301,1)	-16,2%
Diferenças de Câmbio	68,7	13,9	394,8%
Outros	(154,3)	(11,8)	-
Ganhos/(Perdas) Financiamento	(435,3)	(299,0)	-45,6%
Resultados Financeiros	(364,0)	(264,7)	-37,5%

Impacto Consolidação pelo MEP (€ M)	2005	2004	Δ%
REN (30%)	(0,4)	(18,3)	97,7%
Edinfor (40%)	1,3	(0,0)	-
Setgás (19,8%)	0,6	-	-
CEM (22%)	9,0	9,3	-3,3%
Turbogás (40% em 2005/20% em 2004)	12,2	4,9	148,3%
DECA II (EEGSA (21%))	8,2	5,9	37,4%
Subsidiárias da HC	2,8	1,2	124,9%
Outros	1,6	0,7	134,6%
Total	35,3	3,7	-

Nota 1: O método de equivalência patrimonial da REN em 2004, agora apresentado, altera o valor reportado anteriormente, fruto da aplicação dos IFRS às contas da REN. De acordo com a estrutura conceptual dos IFRS, activos e passivos regulatórios, entre outros, não são reconhecidos, tendo resultado num ajustamento de -€37,2M à contribuição do MEP da REN.

Amort. trespases e concessões (€ M)	2005	2004	Δ%
EBE	8,2	8,1	1,0%
IVEN (Escelsa/Enersul)	22,8	22,3	2,2%
Comunitel	3,3	5,5	-41,1%
Oni	3,3	3,3	-
Edinfor (imparidade goodwill)	-	4,7	-
Total	37,6	44,0	-14,4%

Nota 2: De acordo com as normas IAS, o goodwill deixa de ser amortizado na Demonstração de Resultados e os activos subjacentes ficam sujeitos a testes de imparidade.



Os Resultados Financeiros foram influenciados por:

Uma maior contribuição das **"Empresas do grupo e associadas"**, que aumentou €31,5M, o que inclui os seguintes impactos positivos: i) o aumento da participação da EDP na Turbogás de 20% para 40% (+€7,3M); ii) a contribuição do MEP da REN (+€17,9M) em 2005 inclui os dividendos que recebeu da GalpEnergia (18,3% detida pela REN) e; iii) EEGSA (+€2,2M), filiais da Hidrocantábrico (+€1,6M) e Edinfor (+€1,3M), que começou a ser consolidada pelo MEP a partir de Janeiro de 2005 após a alienação de 60% da empresa à LogicaCMG.

O aumento de €5,6M nos **"Rendimentos de participações de capital"** está relacionado com: i) a distribuição de dividendos da GalpEnergia (anteriormente detida em 14,27% pela EDP), no montante de €23,7M em 2005, enquanto que em 2004 a empresa só distribuiu €13,3M de dividendos; ii) menores dividendos recebidos do MillenniumBCP (€7,5M em 2005 vs €12,8M em 2004), na sequência da transferência de uma participação de 2,01% neste banco para o Fundo de Pensões da EDP em Junho de 2005. Actualmente, a EDP detém uma participação de 2,35% no capital do MillenniumBCP.

Os **"Juros financeiros líquidos"** aumentaram 16,2% (ou 16,3% excluindo capitalização de juros) reflectindo i) o aumento da dívida pela consolidação integral da HC em 2005 (anteriormente consolidada a 40%) (+€66,7M), ii) mitigado por uma queda no custo médio da dívida consolidada de 4,34% para 4,18% (-€13,7M).

Em 2005, os **"Ganhos cambiais"** reflectiram principalmente o efeito da apreciação de 13% do Real face ao Dólar, afectando a dívida denominada em Dólares no Brasil, versus 9% de apreciação em 2004.

Os **"Outros ganhos e perdas financeiros"** em 2005 incluem: i) uma provisão financeira de €118M relativa ao fair value de um derivado contratado pela EDP para cobrir o efeito das alterações da taxa de juro no valor actual dos CMECs. Esta provisão será revertida quando o MIBEL entrar em funcionamento e os CMECs forem efectivos; ii) o justo valor de instrumentos de cobertura no Brasil (-€56,6M).

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

Áreas de Negócio

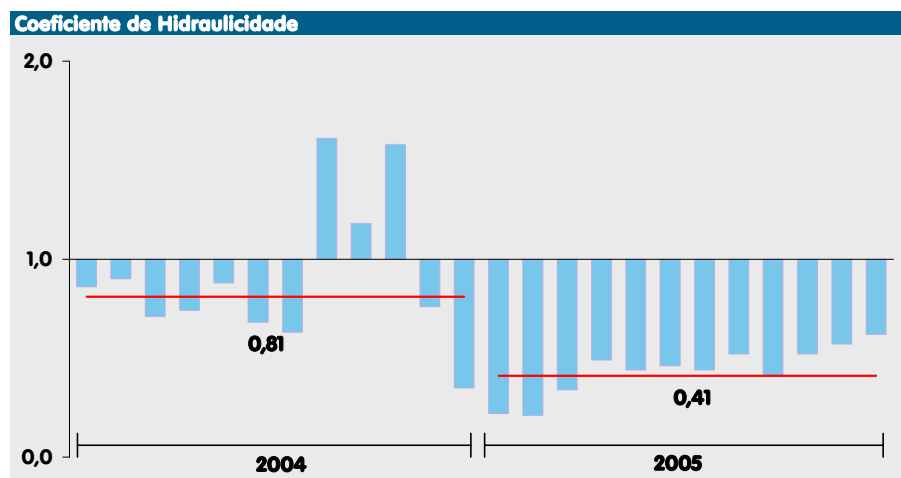
Emissão de Energia em Portugal

Produção de Electricidade (GWh)	2005	2004	△%
Emissão Hidroeléctrica (SEP) ⁽¹⁾	4.279	8.718	-50,9%
Emissão Termoeléctrica (SEP) ⁽¹⁾	14.545	11.756	23,7%
Produção Vinculada	18.824	20.475	-8,1%
Hidroeléctrica (SENV) ⁽²⁾	164	398	-58,9%
CCGT (SENV) ⁽²⁾	5.088	3.419	48,8%
Produção Não-vinculada	5.252	3.817	37,6%
Mini Hídrica	90	141	-35,9%
Cogeração	670	656	2,2%
Eólica	348	237	46,9%
Biomassa	51	49	4,5%
Produção em Regime Especial	1.160	1.083	7,2%
Total emissão EDP Produção	25.236	25.374	-0,5%

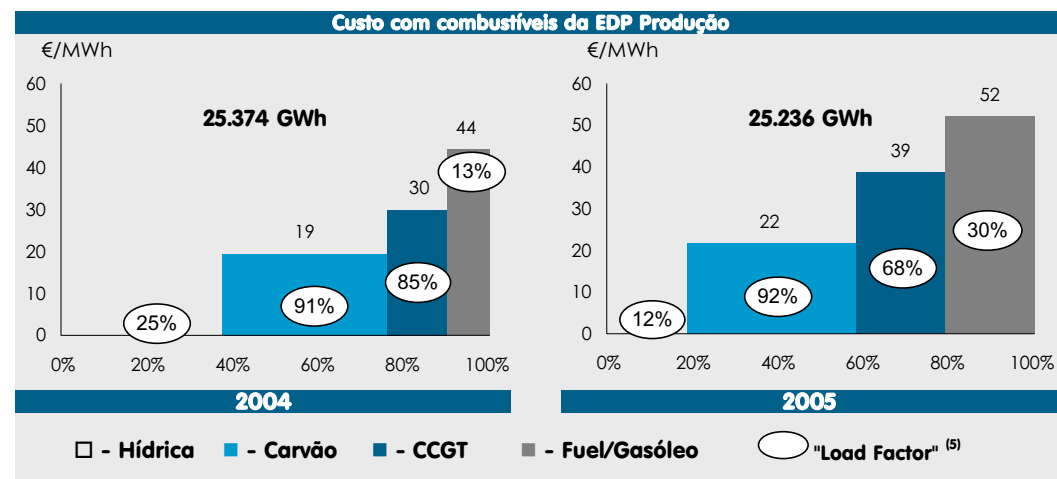
Emissão Central Térmica do Peao (SEP) ⁽¹⁾	4.701	4.422	6,3%
Emissão Central Térmica da Tapada (SEP) ⁽¹⁾	6.287	6.153	2,2%
Emissão Central Hídrica de Alqueva	81	100	-19,0%
Autoprodutores (SEI) ⁽³⁾	5.662	3.858	46,8%
Saldo Importador / Exportador	6.824	6.481	5,3%
Vendas Directas Cli. Indust. (incl. em Coger.)	(251)	(461)	45,7%
Bombagem	(564)	(408)	-38,2%
Consumo referido à emissão	47.977	45.519	5,4%

Compensação síncrona	(29)	(35)	17,4%
Consumos próprios da produção	(6)	(8)	32,1%
Consumos próprios da rede de transporte	(9)	(10)	4,5%
Perdas na rede de transporte	(665)	(657)	-1,3%
Energia entregue na distribuição	47.267	44.809	5,5%

Coefficiente de Hidraulicidade	0,41	0,81	-49,4%
---------------------------------------	-------------	-------------	---------------



Emissão Term. (GWh)	2005	2004	△%	Fuel	MW
Sines	9.590	9.530	0,6%	Carvão	1.192,0
Setúbal	3.556	1.689	110,5%	Fuelóleo	946,4
Carregado	1.162	327	255,4%	Fuelóleo/GásNat	710,2
Barreiro	220	200	9,8%	Fuelóleo	56,0
Tunes ⁽⁴⁾ + Tapada do Outeiro	17	10	70,6%	Gasóleo	165,0
Emissão Term. (SEP)	14.545	11.756	23,7%		



• A procura de electricidade em Portugal continuou a registar um forte crescimento, aumentando 5,5% para os 47,3 TWh em 2005.

• A produção de electricidade da EDP ficou estável nos 25,2 TWh e representou 52% do total da energia entregue ao sistema (55% em 2004). Durante o período a EDP beneficiou do início da exploração do segundo e do terceiro grupo de 392 MW da central do Ribatejo (CCGT) e de uma maior utilização das centrais a fuel óleo devido a um ano seco (load factor: 30% em 2005 vs. 13% em 2004). Por outro lado, também devido a 2005 ter sido o ano mais seco dos últimos 15 anos (coeficiente de hidraulicidade de 0,41 vs. 0,81 em 2004), a EDP Produção registou uma menor utilização das suas centrais hidroeléctricas que representam 49% da capacidade instalada da EDP em Portugal. A contribuição das centrais hidroeléctricas para a emissão do Grupo EDP em Portugal caiu de 36% em 2004 para 18% em 2005.

• Durante 2005 a EDP não beneficiou inteiramente da nova capacidade da central do Ribatejo devido a trabalhos de manutenção nos Grupo I e II iniciados no mês de Agosto. O Grupo I ficou operacional em Setembro e o Grupo II recomeçou a funcionar no final de Novembro. As reparações em ambos os grupos são suportadas pelo consórcio fornecedor ao abrigo da garantia da Central.

• A margem bruta da EDP é apenas marginalmente afectada por alterações no mix de produção ou subidas no preço dos combustíveis (ver página seguinte) uma vez que 80% da sua capacidade instalada em Portugal está vinculada a Contratos de Aquisição de Energia (CAE) de longo prazo do Sistema Eléctrico Público (SEP).

⁽¹⁾ SEP - Sistema Eléctrico Público ⁽²⁾ SENV - Sistema Eléctrico Não-vinculado ⁽³⁾ SEI - Sistema Eléctrico Independente

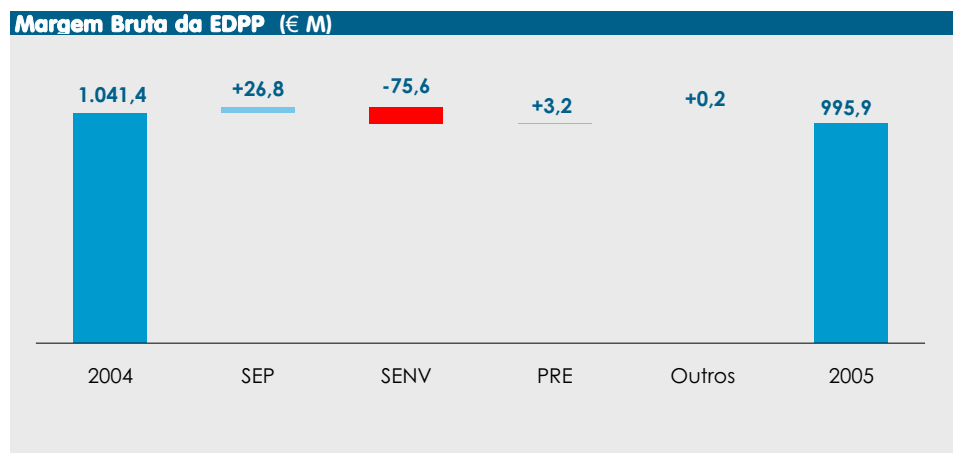
⁽⁴⁾ Em Abril de 2004, os Grupos 1 e 2 (32MW) de Tunes foram descomissionados no serviço ao SEP

⁽⁵⁾ "Load Factor": número de horas equivalentes à produção de uma central relativamente ao número total de horas no período

SEP (€ M)	2005	2004	Δ%
CAE Parcela Fixa	909,3	892,0	1,9%
CAE Parcela Variável	495,2	301,2	64,4%
Vapor (Barreiro) & Cinzas	6,5	6,5	-1,1%
(-) Carvão	207,5	184,6	12,4%
(-) Fuelóleo	248,3	86,3	187,6%
(-) Gás Natural	8,0	11,9	-32,3%
(-) Gasóleo	2,2	0,6	274,7%
(-) Autoconsumo de electricidade e materiais	8,2	6,5	27,7%
Margem Bruta CAE	936,6	909,9	2,9%

SENV (€ M)	2005	2004	Δ%
Vendas de Electricidade	469,5	217,1	116,2%
(-) Custos directos (combustíveis + compras)	454,2	126,3	259,6%
Margem Bruta SENV	15,2	90,8	-83,3%

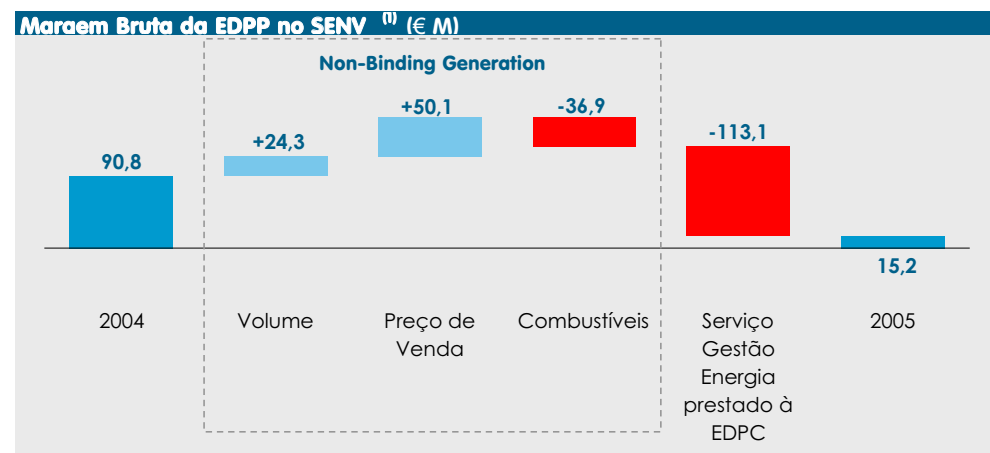
PRE (€ M)	2005	2004	Δ%
Cogeração	68,0	54,6	24,4%
Mini hídras (<10MW)	7,4	10,8	-31,2%
(-) Gás Natural (Cogeração)	44,6	36,9	20,9%
(-) Compras de Electricidade	0,9	1,9	-50,2%
Margem Bruta PRE	29,9	26,6	12,1%



• A **margem bruta no Sistema Eléctrico Público (SEP)** aumentou 2,9% 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 do SEP são geridas pela REN, não afectando a margem bruta da EDP. O ligeiro aumento na Parcela Fixa dos CAE no período reflecte uma actualização à inflação, mitigada por i) menores factores de disponibilidade (km*) das centrais hídras (km hídras: 1,037 em 2005 vs. 1,044 em 2004) e ii) o descomissionamento, em Dezembro de 2004, dos 47 MW da central da Tapada do Outeiro (contribuição de €4,9M em 2004). A margem na aquisição de combustíveis (CAE Parcela Variável menos Custos com Combustíveis) aumentou de €17,8M em 2004 para €29,1M em 2005 principalmente em resultado de i) uma maior diferença entre os custos de aquisição suportados pela EDPP e os índices internacionais de combustíveis (utilizados como referencial no cálculo do CAE Parcela Variável) observada no 2S2005 e ii) um impacto negativo da reavaliação dos stocks de carvão da EDPP (€5,6M) na margem de aquisição de combustíveis de 2004.

• A **margem bruta do Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV)** diminuiu para €15,2M na sequência de i) uma redução de aproximadamente 63% da energia entregue à EDPP ("parcela livre") e ii) do impacto negativo dos elevados preços da pool em 2005 no serviço de aquisição de energia prestado pela EDPP à EDP Comercial (EDPC). A EDPP garante o custo de aquisição de energia à EDPC, isolando a actividade comercial da EDPC da volatilidade de curto prazo do preço da pool. Apesar dos reduzidos volumes produzidos pelas centrais hidroeléctricas a operar no SENV, este ano, a actividade de produção não vinculada beneficiou do output adicional proporcionado pelo segundo grupo (1,9 TWh) e terceiro grupo (0,8 TWh) da central do Ribatejo (CCGT). O terceiro grupo desta central começou a ser explorado antes do planeado, em Outubro de 2005. No que respeita à emissão de gases com efeito de estufa, as reparações nos grupos I e II da central do Ribatejo resultaram num load factor inferior em 2005 (68%) que o previsto no processo de licenciamento: as emissões de CO₂ ascenderam a 1,8 milhões de toneladas enquanto que as licenças atribuídas, para este ano, foram de 2,0 milhões de toneladas. Como consequência, a EDPP registou um efeito positivo de €4,4M ao nível da margem bruta em 2005.

• A **margem bruta dos Produtores em Regime Especial (PRE)** aumentou para €29,9M apesar da queda de 51 GWh na emissão das mini-hídras (instalações com menos de 10 MW de capacidade instalada) fruto do período de seca, com impacto negativo na margem bruta de 2005 de €3,4M. Esta performance baseia-se no facto de os cogeneradores da EDP terem trocado as suas vendas a clientes industriais por vendas ao Sistema Eléctrico Público a uma tarifa superior. Adicionalmente os cogeneradores beneficiaram de um aumento no preço de venda a clientes industriais, que está indexado ao custo médio do gás natural.

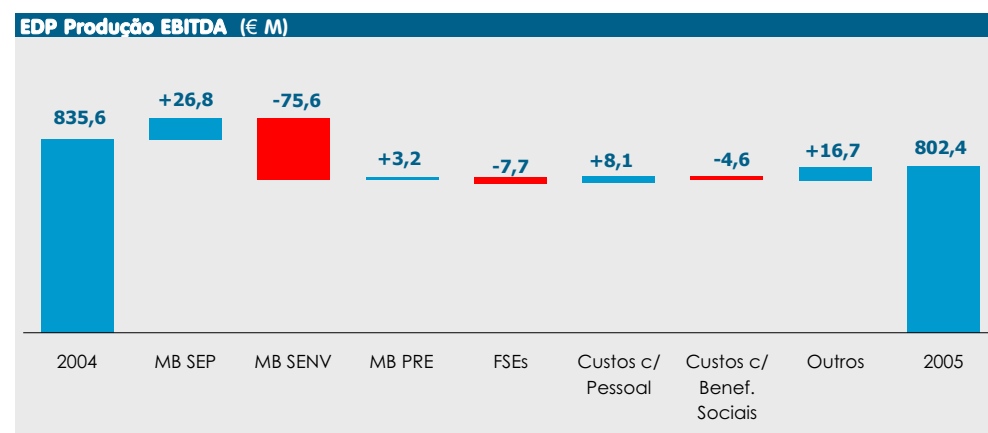


⁽¹⁾ No 4T2005, o preço acordado entre a EDPP e a EDPC foi revisto em alta, com efeitos retroactivos a Julho de 2005, pelo que o valor reportado e apresentado aos 9M2005 é mais elevado que o reportado ao final do ano e apresentado no gráfico. De notar que o custo incorrido pela EDP Comercial relacionado com a compra de electricidade aumentou em conformidade (pag. 14).

DR Operacional (€ M)	2005	2004	Δ%
Vendas de Electricidade	1.931,7	1.461,1	32,2%
Prestação de Serviços	(59,2)	38,4	-
Outras Vendas	24,1	21,2	13,6%
Volume de Negócios	1.896,6	1.520,7	24,7%
Compras de Electricidade	188,5	51,4	266,6%
Combustíveis para produção de elec.	707,8	422,7	67,5%
Materiais diversos e mercadorias	4,3	5,2	-17,4%
Custos Directos da Actividade	900,7	479,3	87,9%
Margem Bruta	995,9	1.041,4	-4,4%
Margem Bruta / Vendas	52,5%	68,5%	-16,0 p.p.
FSEs Grupo	32,1	26,9	19,2%
FSEs Terceiros	64,7	62,1	4,1%
Custos com o pessoal	74,1	82,2	-9,9%
Custos com benefícios sociais	27,0	22,4	20,6%
Rendas de Centros Electroprodutores	3,8	3,6	5,2%
Outros custos (proveitos) operacionais	(8,0)	8,8	-
Custos Operacionais	193,5	205,8	-6,0%
EBITDA	802,4	835,6	-4,0%
EBITDA / Proveitos	42,3%	54,9%	-12,6 p.p.
Amortizações do exercício	200,7	206,1	-2,6%
Compensação amort. activos subsidiados	(1,1)	(4,3)	73,3%
EBIT	602,8	633,7	-4,9%
EBIT / Proveitos	31,8%	41,7%	-9,9 p.p.

Número de empregados	2005	2004	Δ
Número de empregados	1.672	1.792	- 120
Produção	1.527	1.301	+ 226
Manutenção e Engenharia	116	463	- 347
Gestão de Energia	29	28	+ 1
MW/Empregado	5,19	4,56	13,8%

Investimento Operacional (€ M)	2005	2004	Δ%
Produção vinculada	55,3	49,8	11,1%
Produção não vinculada	83,3	128,6	-35,2%
Outros investimentos	48,4	8,3	482,5%
Encargos financeiros	15,2	13,5	12,8%
Investimento Operacional Total	202,2	200,2	1,0%
Investimento recorrente	30,6	24,0	27,6%
Investimento não recorrente	171,6	176,2	-2,6%



• O **EBITDA** da EDPP caiu 4,0% sobretudo devido à queda na margem bruta da actividade não vinculada, como explicado na página anterior. A EDPP atingiu uma redução de 6,0% dos custos operacionais, como explicado abaixo.

• Os **FSEs** aumentaram €7,7M: i) os FSEs Grupo aumentam em resultado da imputação de custos mais elevados pela EDP Valor (+€4,2M); ii) os FSEs Terceiros aumentam por via de custos de manutenção mais elevados (+€3,5M) devido a trabalhos de manutenção nas centrais de fuelóleo, em resultado de uma maior utilização, e à entrada em funcionamento do segundo grupo de 392 MW da central do Ribatejo.

• Os **Custos com Pessoal** caíram 9,9% (ou 4,1% se excluirmos indemnizações e a capitalização de custos com pessoal) reflectindo i) a redução de 120 trabalhadores; e ii) um menor número de rescisões por mútuo acordo no período, o que reduziu o pagamento de indemnizações em €2,0M (€3,2M em 2004 com 12 rescisões). A redução do número de trabalhadores em 2005 inclui a transferência de 79 trabalhadores para a EDP Valor.

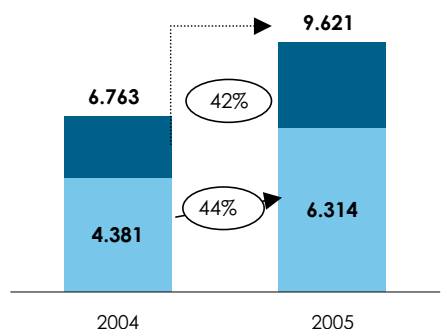
• O aumento de 20,6% dos **Custos com Benefícios Sociais** em 2005 está relacionada com uma provisão para benefícios na reforma de €7,7M que inclui o custo com o "curtailment" de 22 trabalhadores que passaram à pré-reforma. O valor em 2004 está influenciado pelos prémios pagos no âmbito do programa de reforma flexível (€3,6M), e diz respeito a 91 trabalhadores que aceitaram fazer parte do programa.

• O **Investimento Operacional** ficou estável nos €202M, na sequência do comissionamento do Grupo II da central do Ribatejo e da entrada em serviço industrial da central da Venda Nova II (Frades) de 192 MW, em Agosto de 2005. O Grupo III da central do Ribatejo representou aproximadamente 40% do investimento total do período. O aumento dos investimentos operacionais na produção vinculada está relacionado com o início, no 2T2005, quer i) dos trabalhos da central de Sines para reduzir as emissões de SO₂ e NO_x (€17,2M), quer ii) do início do projecto da central hidroelétrica do Baixo Sabor (€4,7M). O investimento em 2005 também inclui a aquisição à REN dos terrenos das centrais termoelétricas (Setúbal, Carregado e Tunes) por €40,6M.

DR Operacional (€ M)	2005	2004	Δ%
Volume de Negócios	525,0	322,3	62,9%
Custos Directos da Actividade	581,0	311,3	86,6%
Margem Bruta	(56,0)	11,0	-
Margem Bruta / Vendas	-10,7%	3,4%	-14,1 p.p.
FSEs	12,4	10,6	17,6%
Custos com o pessoal	4,0	3,3	20,9%
Custos com benefícios sociais	0,4	0,4	-6,1%
Outros custos (proveitos) operacionais	8,0	2,8	181,7%
Custos Operacionais	24,8	17,1	44,9%
EBITDA	(80,8)	(6,1)	-
EBITDA / Proveitos	-15,4%	-1,9%	-13,5 p.p.
Amortizações do exercício	4,4	3,7	19,2%
Compensação amort. activos subsidiados	-	-	-
EBIT	(85,2)	(9,8)	-
EBIT / Proveitos	-16,2%	-3,1%	-13,2 p.p.

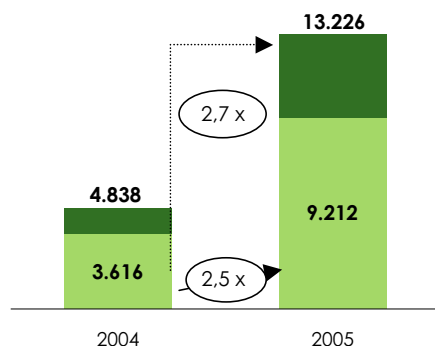
EDPC Dados Operacionais	2005	2004	Δ%
EDPC Vendas de Electricidade (GWh)	6.314	4.381	44,1%
Quota de Mercado (GWh)	66%	65%	0,8%
Número de Clientes	9.212	3.616	x 2,5
Quota de Mercado (# de Clientes)	70%	75%	-5,1%
Numero de empregados	91	77	18,2%
Investimento Operacional (€ M)	5,7	5,6	1,6%

Quota Mercado EDPC-GWh: 66%

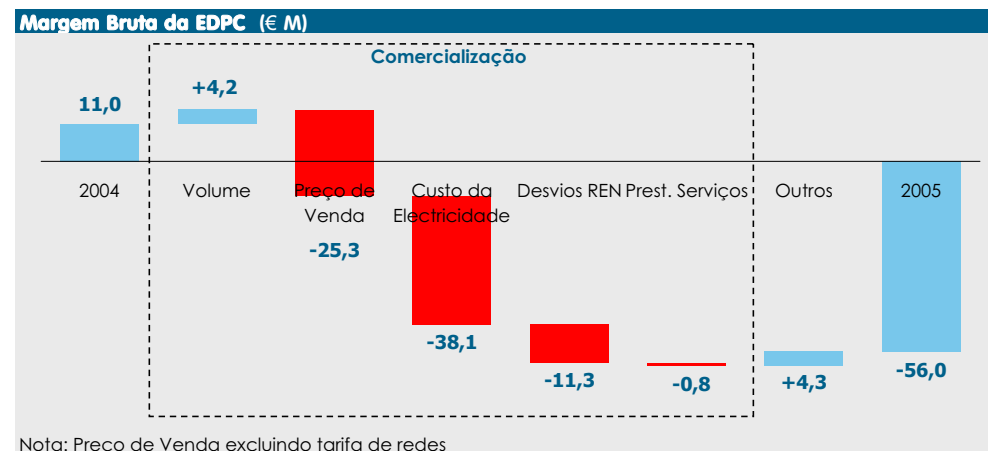


■ - EDPC Vendas ■ - Vendas Mercado

Quota Mercado EDPC-# Clientes: 70%



■ - Clientes EDPC ■ - Clientes Mercado



Nota: Preço de Venda excluindo tarifa de redes

- O total de energia fornecida no SENV cresceu 42% para 9.621 GWh em 2005, representando agora 22% do total do consumo em Portugal (16% em 2004). A EDPC, à semelhança de 2004, mantém uma quota de dois terços do mercado liberalizado.
- A EDPC tem um contrato a preço fixo com o departamento de gestão de energia da EDP que compra electricidade (nomeadamente na Pool Espanhola) ao serviço da EDPC. Este preço foi revisto em alta no 4T2005, com efeito retroactivo a Julho de 2005, por forma a reflectir expectativas actualizadas sobre os preços grossistas da electricidade.

- A margem bruta negativa da EDPC resulta do súbito e forte aumento dos preços grossistas da electricidade que a EDPC não foi capaz de fazer reflectir de imediato nos preços dos seus clientes, mais evidente no contracto antigo.

EBITDA - EDPP & EDPC (€ M)	2005	2004	Δ%
Volume de Negócios	2.150,0	1.709,9	25,7%
Compras de Electricidade	500,8	229,7	118,0%
Combustíveis para prod. de electric.	707,8	422,7	67,5%
Materiais diversos e mercadorias	4,3	4,8	-10,5%
Custos Directos da Actividade	1.213,0	657,2	84,6%
Margem Bruta	937,1	1.052,6	-11,0%
FSEs	106,3	96,9	9,7%
Custos com o pessoal	78,1	85,5	-8,7%
Custos com benefícios sociais	27,3	22,8	20,1%
Outros custos (proveitos) operacionais	3,8	18,0	-79,0%
EBITDA	721,6	829,4	-13,0%
EBITDA / Proveitos	33,6%	48,5%	-14,9 p.p.

Nota: De forma a ilustrar o efeito da eliminação das transacções intra-grupo entre a EDPC e a EDPP apresentamos acima o EBITDA consolidado das duas empresas.

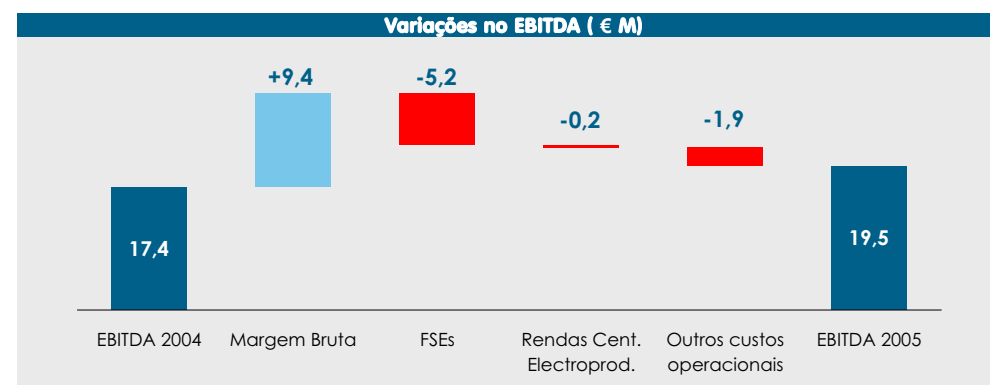
Capacidade Instalada - MW	2005	2004	Δ MW
Parques Eólicos	151	136	+15
Biomassa	9	9	-
Total	160	145	+15

Produção - GWh	2005	2004	Δ%
Parques Eólicos	349	237	47,2%
Biomassa	51	49	4,5%
Total	400	286	39,8%

DR Operacional (€ M)	2005	2004	Δ%
Eólicos	30,0	20,1	48,8%
Biomassa	3,8	3,6	6,8%
Vendas de Electricidade	33,8	23,7	42,5%
Custos Directos da Actividade	3,0	2,4	25,9%
Margem Bruta	30,7	21,3	44,4%
Margem Bruta / Vendas	91,0%	89,8%	1,2 p.p.
FSEs	8,6	3,4	154,3%
Custos c/ pessoal e benefícios sociais	1,4	1,1	26,8%
Rendas de Centros Electroprodutores	0,7	0,5	44,2%
Outros custos (proveitos) operacionais	0,6	(1,0)	-
Custos Operacionais	11,3	3,9	186,4%
EBITDA	19,5	17,4	12,2%
EBITDA / Proveitos	57,7%	73,2%	(15,6 p.p.)
Amortizações do exercício	8,9	7,0	27,1%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,3)	(0,2)	(69,7)%
EBIT	10,9	10,6	3,4%
EBIT / Proveitos	32,4%	44,6%	(12,2 p.p.)

Número de Empregados	2005	2004	Δ
Número de Empregados	18	15	+3

Investimento Operacional (€ M)	2005	2004	Δ%
Investimento Operacional	46,0	54,5	(15,6)%
Investimento Financeiro	56,7	-	-
Total Investimento	102,7	54,5	88,4%



• Em 2005 a capacidade instalada do Grupo EDP em renováveis em Portugal era de 160 MW. O reforço de potência dos parques eólicos de Vila Nova I (+6 MW – Abr05), Fonte da Quelha/Alto Talefe (+3 MW – Set05) e Pena Suar (+6MW – Dez05) permitiu um aumento na capacidade instalada eólica de 15 MW.

• A EDP tem vindo a investir substancialmente em energias renováveis. As aquisições realizadas totalizaram os €57M, dos quais €21M correspondem à aquisição dos parques eólicos de Ortiga (11,7 MW – Mar06) e Safrá (41,8 MW – Dez06) e €36M dizem respeito ao pagamento da primeira tranche relativa à aquisição de cinco parques eólicos à Tecneira. Esta operação, que totaliza €188,7M, foi aprovada pela Autoridade da Concorrência Portuguesa no final de 2004 e respeita a 121MW, dos quais 48,3MW já se encontram em funcionamento e 34,4MW vão entrar em operação durante o ano de 2006. A EDP vai começar a consolidar estes parques eólicos a partir de Janeiro de 2005.

No que diz respeito ao investimento operacional, o valor em 2005 totalizou os €46M. Aproximadamente 50% diz respeito a investimentos realizados em parques eólicos que entraram em operação durante o ano de 2005. O remanescente respeita a parques que se espera que entrem em operação durante 2006: P.E. da Madrinha (+10 MW – Mar06), P.E. Serra del-Rei (22MW – Set06), P.E. da Abogalheira (+3,3MW – Set06), P.E. de Pedras Lavradas (+14 MW – Nov06) e P.E. da Serra da Alvoaça (+20MW – Dez06).

• No final de 2005, o total de energia produzida atingiu os 400 GWh, 50% superior face a 2004. Este facto ficou a dever-se ao aumento da capacidade instalada, mas também a um aumento no número médio de horas equivalentes de serviço dos parques eólicos, para as 2.460 horas de 2.350 horas no final de 2004 (o equivalente ao aumento do load factor para 28,1% de 26,4%, respectivamente).

• A Margem Bruta aumentou quase 45%, suportado pela nova capacidade e pelo aumento no load factor, mas o EBITDA cresceu apenas 12,2%, para os €19,5M. Este facto é principalmente resultado dos seguintes efeitos não recorrentes: (i) um aumento de €0,9M relativos a serviços cobrados (FSEs) pela EDP S.A., no seguimento da implementação da nova política do Grupo de imputar às unidades de negócio os custos respeitantes a serviços prestados pela empresa mãe; (ii) um aumento de €3,4M na rubrica de FSEs relativos a despesas de investigação em novas tecnologias, nomeadamente solar térmica, bem como estudos de medição de vento e avaliação de potenciais locais para novos parques eólicos.

Verificaram-se também os seguintes efeitos recorrentes: (i) um aumento de €0,5M em custos com Conservação e Reparação dos parques eólicos em operação há mais de dois anos (antes destes dois anos, os parques estão dentro do período de garantia); (ii) um aumento de €0,2M nos custos com “Rendas dos Centros Electroprodutores” como consequência de um maior output gerado pelos parques eólicos, dado que estas dizem respeito a um encargo variável, o equivalente a 2,5% da energia vendida, paga a autarquias e proprietários dos terrenos.

Electricidade Distribuída (GWh)	2005	2004	△%
Electricidade Entregue na Distribuição	47.268	44.808	5,5%
Vendas a centrais do Grupo EDP	(22)	(13)	-73,3%
Consumos próprios da distribuição	(25)	(29)	12,0%
Perdas da distribuição	(3.437)	(3.451)	0,4%
Total das Vendas de Electricidade⁽¹⁾	43.784	41.315	6,0%

Vendas de Electricidade - SEP⁽²⁾	34.164	34.552	-1,1%
MAT (Muito Alta Tensão)	1.265	1.222	3,5%
AT (Alta Tensão)	5.148	4.340	18,6%
MT (Média Tensão)	5.091	6.506	-21,8%
BTE (Baixa Tensão Especial)	2.347	3.155	-25,6%
BT (Baixa Tensão)	19.013	18.112	5,0%
IP (Iluminação Pública)	1.299	1.218	6,7%

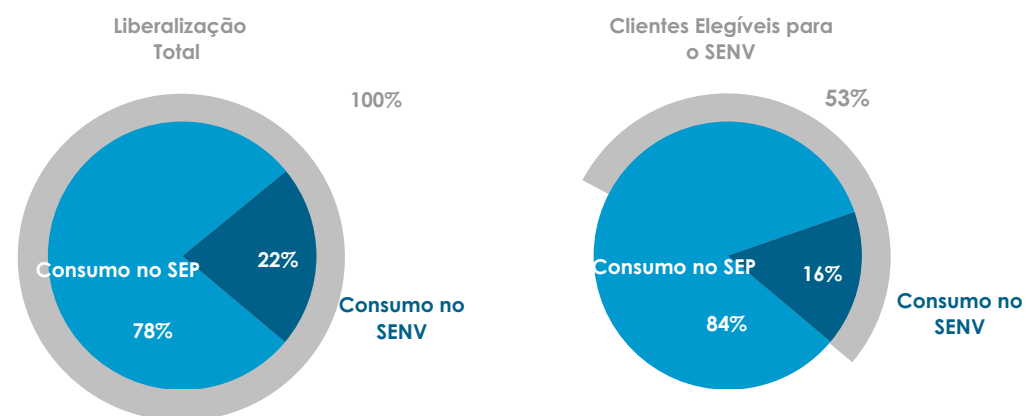
Vendas de Electricidade - SENV⁽³⁾	9.621	6.763	42,3%
EDP	6.314	4.381	44,1%
MAT (Muito Alta Tensão)	37	-	-
AT (Alta Tensão)	98	25	288,6%
MT (Média Tensão)	5.488	4.337	26,5%
BTE (Baixa Tensão Especial)	691	19	-
Outros	3.306	2.381	38,8%
AT (Alta Tensão)	46	24	92,8%
MT (Média Tensão)	3.000	2.343	28,0%
BTE (Baixa Tensão Especial)	260	14	-

Número de Consumidores ⁽⁴⁾	2005	2004	△
Consumidores SEP⁽²⁾	5.894.139	5.818.504	75.635
MAT (Muito Alta Tensão)	16	20	(4)
AT (Alta Tensão)	157	154	3
MT (Média Tensão)	16.600	18.184	(1.584)
BTE (Baixa Tensão Especial)	22.036	27.306	(5.270)
BT (Baixa Tensão)	5.809.699	5.728.865	80.834
IP (Iluminação Pública)	45.631	43.975	1.656
Consumidores no SENV⁽³⁾	13.226	4.838	8.388
EDP	9.212	3.616	5.596
MAT (Muito Alta Tensão)	5	-	5
AT (Alta Tensão)	11	1	10
MT (Média Tensão)	3.426	2.248	1.178
BTE (Baixa Tensão Especial)	5.770	1.367	4.403
Outros	4.014	1.222	2.792
AT (Alta Tensão)	2	2	-
MT (Média Tensão)	1.698	887	811
BTE (Baixa Tensão Especial)	2.314	333	1.981

Número de Consumidores	5.907.365	5.823.342	84.023
-------------------------------	------------------	------------------	---------------

Var. Anual (%)	1,4%
-----------------------	-------------

BES & NBES Consumption - 2005	BES & NBES Consumption - 2004
-------------------------------	-------------------------------



• A procura de electricidade registou um crescimento anual de 6,0%, para 43,8 TWh. O consumo beneficiou de um Inverno rigoroso e de um Verão particularmente quente (0,7 p.p.), bem como dos consumos de energia dos cogeneradores no SEP (3,4 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. Adicionalmente, o crescimento do consumo de electricidade em Portugal tem beneficiado do facto do consumo de electricidade per capita estar cerca de 34% abaixo da média Europeia, esperando-se assim algum efeito de convergência.

• As vendas de electricidade no sistema vinculado, que representaram 78% da electricidade distribuída em Portugal, diminuíram apenas 1,1% no período em análise para 34,2 TWh. A transferência de alguns clientes de MT e BTE para o mercado liberalizado – que se reflectiu numa queda das vendas de electricidade para estes segmentos de 21,8% e 25,6%, respectivamente – foi quase compensada por um crescimento saudável do consumo de electricidade nos outros segmentos.

• A redução do número de clientes de MAT no sistema eléctrico vinculado não se reflectiu numa diminuição do consumo de electricidade neste segmento (que apresentou um crescimento anual de 3,5%) dado que os clientes industriais de MAT que optaram por comprar energia no mercado liberalizado apenas se transferiram para este mercado no 3T2005.

⁽¹⁾ Inclui Vendas ao Grupo EDP para consumo final ⁽²⁾ SEP - Sistema Eléctrico Público

⁽³⁾ SENV - Sistema Eléctrico Não-Vinculado

⁽⁴⁾ Inclui empresas do Grupo EDP

• Os **proveitos permitidos** da EDPD diminuíram 3,0% no período:

a) Os proveitos permitidos para o Uso da Rede de Distribuição (URD) aumentaram 1,4%, devido a um aumento da electricidade distribuída que mais do que compensou a redução de 4% do proveito médio unitário para esta actividade. Adicionalmente, os esforços desenvolvidos pela EDPD no sentido de reduzir o nível de perdas reflectiram-se num proveito adicional de €3,2M de “Incentivo para Redução de Perdas” – o nível de perdas diminuiu de 8,6% em 2004 para 8,1% em 2005;

b) Os proveitos permitidos para as actividades de Comercialização de Redes (CREDES) e Comercialização no SEP (CSEP) diminuíram 20% devido: (i) a uma redução de 50pb, para 8,5%, da taxa de remuneração dos activos regulados para estas actividades; (ii) a uma redução de 13,8% nos custos da estrutura comercial; e (iii) a uma menor base de activos regulada afecta à actividade de CREDES (subsídios ao investimento afectos ao URD em anos anteriores foram reclassificados para a actividade de CREDES na sequência da revisão tarifária de 2005 – sem impacto no valor total dos activos afectos às 3 actividades reguladas);

c) Os proveitos permitidos para o ano 2005 incluem €37,7M relativos à recuperação (pelas tarifas) dos custos incorridos com o PAR*.

• Os custos com as compras de electricidade aumentaram 11% no período devido essencialmente: i) a um aumento de 6,0% da electricidade distribuída; ii) a um aumento médio de 44% na tarifa de Uso Global do Sistema (essencialmente resultado de um aumento dos custos com a Produção em Regime Especial) que se reflectiu num custo adicional de €127M; e iii) a um aumento anual de €146M no ajustamento dos

Vendas de Electric. & Mg. Bruta (€ M)	2005	2004	Δ%
MAT (Muito Alta Tensão)	57,5	51,7	11,3%
AT (Alta Tensão)	265,0	205,7	28,8%
MT (Média Tensão)	419,2	490,3	-14,5%
BTE (Baixa Tensão Especial)	228,5	304,0	-24,8%
BT (Baixa Tensão)	2.490,0	2.360,8	5,5%
IP (Iluminação Pública)	93,0	102,0	-8,9%
Descontos de Interruptibilidade	(36,0)	(30,4)	-18,6%
Descontos de Correção Tarifária	0,0	(0,5)	-
Vendas de Electricidade - SEP	3.517,1	3.483,5	1,0%
Vendas de Electricidade - SENV	220,5	126,6	74,1%
Vendas de Electricidade	3.737,6	3.610,2	3,5%
Compras de Electricidade	2.580,2	2.324,1	11,0%
Margem Bruta de Electricidade	1.157,4	1.286,1	-10,0%
Diferença Tarif. a Recuperar/(Devolver) (€M)	2005	2004	Δ%
Proveitos Permitidos	1.234,5	1.272,9	-3,0%
Margem Bruta de Electricidade	1.157,4	1.286,1	-10,0%
Diferença Tarif. a Recuperar/(Devolver) (€M)	77,1	(13,2)	-

Proveitos Permitidos (€ M)	2005	2004	Δ%
Proveito unitário URD: AT/MT (€ / MWh)	8,3	9,5	-12,8%
Energia entregue em AT/MT (GWh)	43.998	41.613	5,7%
Proveitos permitidos URD: BT (€ / MWh)	24,5	23,9	2,6%
Energia entregue em BT (GWh)	23.610	22.518	4,9%
Incentivo para redução de perdas	3,2	-	-
Proveitos permitidos para a actividade de URD	944,8	931,8	1,4%
Valor médio dos activos afectos à CREDES (liqº de amortiz.)	277,7	336,1	-17,4%
Remuneração para os activos afectos à CREDES (%)	8,5	9,0	-5,6%
Amortizações dos activos afectos à CREDES	47,6	70,4	-32,3%
Custos anuais de estrutura comercial afectos à CREDES	58,6	60,6	-3,4%
Proveitos permitidos para a actividade de CREDES	129,8	161,2	-19,5%
Valor médio dos activos afectos à CSEP (liqº de amortiz.)	49,0	47,2	3,9%
Remuneração para os activos afectos à CSEP (%)	8,5	9,0	-5,6%
Amortizações dos activos afectos à CSEP	6,5	8,8	-25,8%
Custos anuais de estrutura comercial afectos à CSEP	67,5	85,6	-21,1%
Proveitos permitidos para a actividade de CSEP	78,2	98,7	-20,7%
Ajust. tarifário relativo ao ano t-2 para URD	13,5	(7,3)	-
Ajust. tarifário relativo ao ano t-2 para CREDES	1,4	0,7	95,8%
Ajust. tarifário relativo ao ano t-2 para CSEP	1,4	0,4	-
Ajust. tarif. ano t-2 para URD, CSEP e CREDES	16,3	(6,2)	-
Ajust. tarifário ano t-2 na Compra/Venda de Energia	34,6	66,1	-47,7%
Ajust. tarifário ano t-1 na Compra/Venda de Energia	(7,0)	21,3	-
Ajust. tarif. anos t-1 & t-2 na Compra e Venda de Energia	27,6	87,4	-68,4%
Recuperação Custos PAR	37,7	-	-

Proveitos Permitidos	1.234,5	1.272,9	-3,0%
-----------------------------	----------------	----------------	--------------

custos com combustíveis. Relativamente a este último ponto, em 2005, os ajustamentos nos custos com combustíveis totalizaram €150M (€4M em 2004) dos quais €43M, relacionados com os segmentos de AT/MT, foram recuperados nas tarifas durante o ano, e €107M, relacionados com o segmento de BT, foram incluídos nos proveitos permitidos de 2006. Este efeito, conjugado com o facto do aumento das tarifas em BT estar limitado à taxa de inflação, contribuiu para o défice do sistema no valor de €369M, dos quais €115M foram atribuídos à EDPD. Este défice, reconhecido pela ERSE e incluído nos proveitos permitidos de 2006, será recuperado com juros nas tarifas entre 2007 e 2011.

• A **margem bruta de Electricidade** diminuiu 10% no período. A diferença entre a margem bruta de electricidade e os proveitos permitidos para 2004 totalizou €13,2M, dos quais €7,0M foram devolvidos em 2005, sendo que o remanescente será devolvido em 2006.

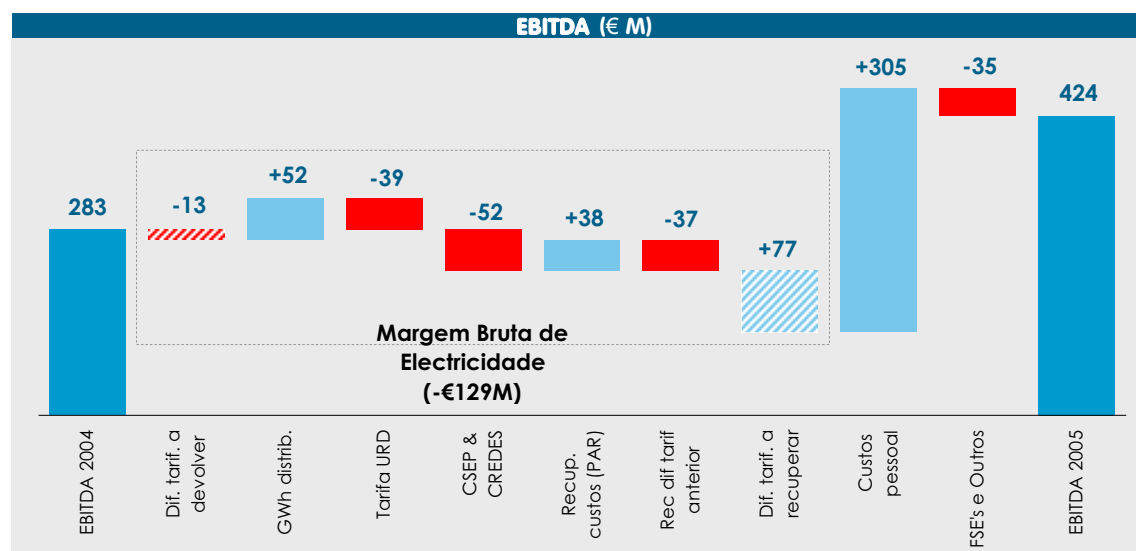
• A margem bruta de electricidade em 2005 ficou €77,1M abaixo dos proveitos permitidos para o período devido ao facto dos custos com combustíveis terem sido superiores à estimativa de ERSE, o que será apenas reflectido nas tarifas em anos subsequentes (desvio reflectido no ajustamento de €107M dos custos com combustíveis em BT já referido). Este efeito foi parcialmente compensado pelo facto da procura real de electricidade ter ficado 4,6% acima da estimativa da ERSE, implicando que a EDPD tenha que devolver às tarifas, daqui a dois anos, a componente fixa das compras de electricidade recebida em excesso através das tarifas.

DR Operacional (€ M)	2005	2004	Δ%
Vendas de electricidade	3.737,6	3.610,2	3,5%
Prestação de serviços	26,8	24,6	9,0%
Outras vendas	3,2	2,7	16,2%
Proveitos Operacionais	3.767,6	3.637,5	3,6%
Compras de electricidade	2.580,2	2.324,1	11,0%
Matérias	14,0	14,2	-0,9%
Custos Directos da Actividade	2.594,2	2.338,3	10,9%
Margem Bruta	1.173,4	1.299,3	-9,7%
Margem Bruta/Proveitos Operacionais	31,1%	35,7%	-4,6p.p.
FSEs Grupo	120,9	102,4	18,2%
FSEs Terceiros	134,1	122,2	9,7%
Custos com o pessoal	181,1	195,5	-7,3%
Custos com benefícios sociais	128,9	419,2	-69,3%
Rendas de concessão	201,4	186,1	8,2%
Outros custos (proveitos) operacionais	(17,1)	(8,6)	-98,3%
Custos Operacionais	749,4	1.016,8	-26,3%
EBITDA	424,0	282,5	50,1%
EBITDA/Proveitos Operacionais	11,3%	7,8%	3,5p.p.
Amortizações	330,9	326,8	1,3%
Compensação amort. activos subsidiados	(78,2)	(72,4)	-8,0%
EBIT	171,3	28,1	509,0%
EBIT/Proveitos Operacionais	4,5%	0,8%	3,8p.p.

Número de Empregados	2005	2004	Δ
Número de Empregados	5.322	5.532	- 210
GWh Distribuído / Trabalhador	8,2	7,5	10,2%

Tempo de Interrupção Equivalente (min.)	2005	2004	Δ%
Tempo de Interrupção Equivalente	184	215	-14,4%

Investimento Operacional	2005	2004	Δ%
Rede de distribuição	438,2	414,8	5,6%
Outros investimentos	39,5	36,5	8,3%
Encargos financeiros capitalizados	10,8	9,9	9,3%
Investimento Operacional	488,5	461,2	5,9%
Subsídios ao investimento - Numerário	79,3	88,0	-9,9%
Subsídios ao investimento - Especie	71,2	70,4	1,1%
(-) Total de Subsídios ao Investimento	150,5	158,4	-5,0%
Investimento Operacional Líq. de Subs.	338,0	302,8	11,6%



• Os FSEs Grupo aumentaram 18,2% devido a um aumento nos custos de gestão cobrados pela EDP S.A. (+€13,7M) – devido à implementação de uma nova política no sentido de imputar às unidades de negócio os custos respeitantes aos serviços prestados pela empresa mãe – e pela EDP Valor (€+7,7M) pela prestação de serviços adicionais. Os FSEs Terceiros aumentaram 9,7% devido: i) a contabilização dos FSEs prestados pela Edinfor enquanto “Terceiros” (€6,9M) na sequência da venda de 60% desta empresa à LogicaCMG; ii) a um aumento de €1,4M dos custos de operação e manutenção devido aos trabalhos de reparação efectuados na sequência da vaga de incêndios deste Verão bem como a um maior recurso à contratação externa causada pela redução do número de empregados; iii) a um aumento de €2,4M nos custos comerciais (maioritariamente publicidade e leituras); e iv) a um aumento de €1,2M nos custos com combustíveis.

• Os custos com pessoal diminuíram 7,3% (ou 2% excluindo a capitalização dos custos com pessoal os custos com indemnizações), devido: i) a uma redução de €18M nos custos com indemnizações (€20M em 2004 relativos a 86 rescisões por mútuo acordo); e ii) a uma redução do número de trabalhadores resultado do PAR* de 2004 (86 rescisões e 705 pré-reformas – a maioria das quais concretizada no último semestre de 2004) através da transferência para a EDP Valor de 91 empregados (81 dos quais até Junho de 2005).

• Os custos com benefícios sociais caíram em cerca de €290M no período, devido à contabilização em 2004 de: i) um custo de €87M (VAL) relacionado com o PAR* do ano 2003; ii) um custo de €230M (VAL) relacionado com o PAR* do ano 2004; e iii) um custo de €20M relacionado com incentivos pagos a 731 trabalhadores que aderiram ao programa de “Reforma Flexível”; o que foi parcialmente compensado por: iv) um aumento de €21M nas provisões e prémios para pensões no seguimento do estudo actuarial de 2005; e v) pela contabilização em 2005 de um custo de €29M (VAL) relacionado com a redução de 119 empregados (8 rescisões e 111 pré-reformas) que deixaram a empresa em Dezembro de 2005 e que, consequentemente, não se reflectiram ainda numa redução de custos.

• O investimento operacional na rede de distribuição aumentou 5,6% no período, o que conjugado com condições meteorológicas favoráveis possibilitou uma melhoria de 14,4% no TIE**.

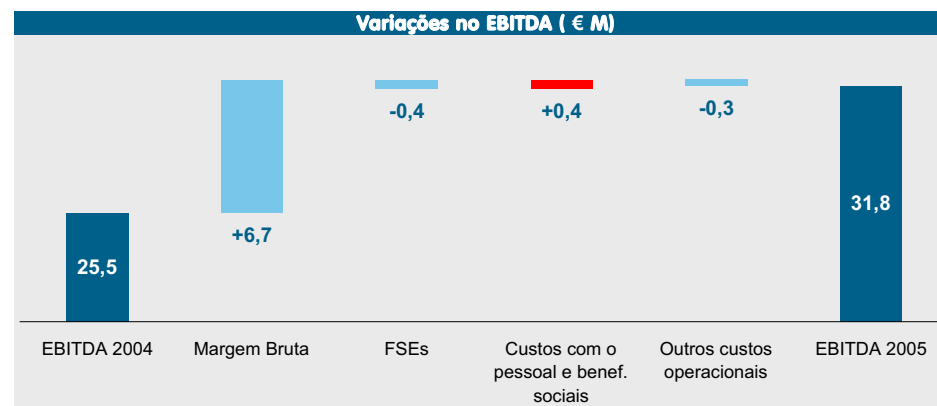
Volume de Gás Distribuído (GWh)	2005	2004 ^m	Δ%
Residencial	557	443	25,8%
Serviços	302	271	11,3%
Industrial	1.089	1.125	-3,2%
Total	1.948	1.839	5,9%

Número de Clientes Gás	2005	2004 ^m	Δ%
Residencial	146.132	136.672	6,9%
Serviços	2.729	2.351	16,1%
Industrial	335	305	9,8%
Total	149.196	139.328	7,1%

DR Operacional (€ M) - 100%	2005	2004 ^m	Δ%
Vendas de Gás	80,3	65,4	22,9%
Prestação de Serviços	2,0	2,6	-24,4%
Proveitos Gás	82,3	68,0	21,1%
Custos Directos da Actividade	40,3	32,6	23,5%
Margem Bruta	42,1	35,4	18,8%
Margem Bruta / Vendas	51,1%	52,1%	-1,0 p.p.
FSEs	6,3	6,7	-5,9%
Custos com o pessoal e com benefícios sociais	4,6	4,2	10,4%
Outros custos (proveitos) operacionais	(0,7)	(1,0)	26,3%
Custos Operacionais	10,2	9,9	2,9%
EBITDA	31,8	25,5	25,1%
EBITDA / Proveitos	38,7%	37,4%	1,2 p.p.
Amortizações do exercício	5,3	7,6	-29,9%
Compensação amort. activos subsidiados	-	-	-
EBIT	26,5	17,9	48,5%
EBIT / Proveitos	32,2%	26,3%	5,9 p.p.

Número de Empregados	2005	2004 ^m	Δ
Número de Empregados	110	98	+12

Investimento Operacional (€ M)	2005	2004 ^m	Δ%
Rede de distribuição de gás	12,0	12,2	-1,9%
Outros	3,2	3,2	-1,0%
Total Investimento	15,1	15,4	-1,7%



• Os resultados do final do ano de 2005 da EDP incluem pela primeira vez os 12 meses consolidados proporcionalmente (59,6%) da Portgás. Esta empresa é a segunda maior distribuidora de Gás Natural em Portugal, actuando numa área de concessão constituída por 29 concelhos dos Distritos do Porto, Braga e Viana do Castelo. Ainda em Setembro de 2005, a EDP assinou um contrato com a Endesa para o reforço da sua participação na Portgás para 72%. Esta operação ainda espera a não objecção por parte da Autoridade da Concorrência Portuguesa.

• O volume de gás distribuído pela Portgás aumentou 5,9%, para os 1.948 GWh no final de 2005, de 1.839 GWh no final de 2004. Os segmentos residencial e de serviços foram aqueles que mais contribuíram para este aumento, continuando a revelar um claro potencial de crescimento. Relativamente ao segmento industrial, as dificuldades económicas verificadas durante o ano de 2005 originaram uma queda de 36GWh no consumo de gás.

• As vendas de gás atingiram os €80,3M – dos quais €74,8M em gás natural (GN) e €5,6M em gás propano (GPL) – o que corresponde a um aumento de 23% face ao ano de 2004. Da mesma forma, a Margem Bruta aumentou 18,8% e atingiu os €42,1M e o EBITDA cresceu 27,1% para os €31,8M no final de 2005.

• O investimento operacional da Portgás centrou-se principalmente no desenvolvimento da rede de distribuição de gás, que absorveu 79% do investimento total realizado no período. Os “outros” investimentos são relativos a campanhas de promoção comercial (8,3%), contadores e redutores para novos locais de consumo (7,5%) e a adaptação das instalações de GPL para GN.

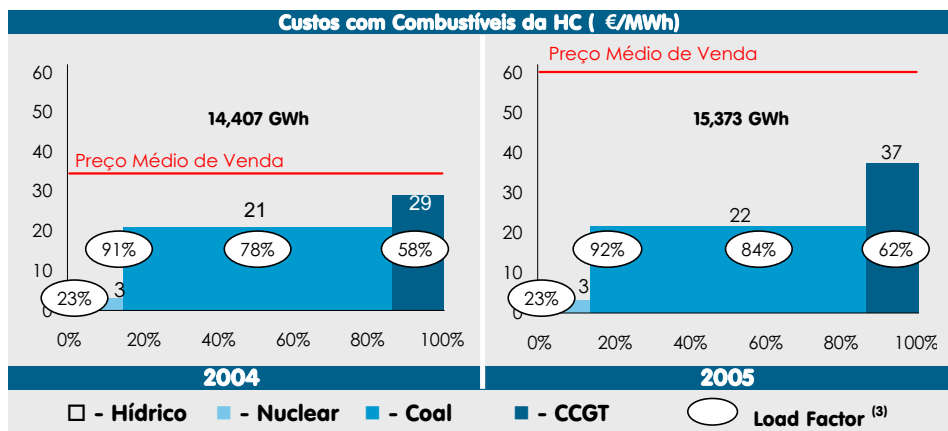
⁽¹⁾ Em 2004 a Portgás não foi contabilizada nas contas do Grupo EDP. Os valores apresentados são pro-forma e pretendem apenas dar uma evolução da actividade da empresa.

HC Energia - Produção & Comercialização



Balanco Energético em Espanha (GWh)	2005	2004	Δ%
Hídrica	19.528	29.777	-34,4%
Nuclear	57.544	63.606	-9,5%
Térmica (Clássica)	87.674	84.055	4,3%
CCGT	48.022	28.974	65,7%
(-) Auto-consumos e bombagem	(15.900)	(13.303)	-19,5%
Produção Convencional	196.868	193.109	1,9%
Regime Especial	49.909	45.329	10,1%
Importação / (Exportação)	(1.360)	(3.027)	55,1%
Consumo Referido à Emissão	245.417	235.411	4,3%

Fonte: REE



Produção Líq ^a de Electricidade da HC (GWh)	2005	2004	Δ%
Hidroeléctrica	847	854	-0,8%
Nuclear	1.252	1.237	1,3%
Aboño	6.819	6.644	2,6%
Soto de Ribera	4.345	3.712	17,1%
Termoeléctrica (clássica)	11.164	10.356	7,8%
CCGT Castejón	2.109	1.961	7,5%
Produção Total	15.373	14.407	6,7%
Bombagem	(175)	(109)	-60,3%
Energia entregue na Pool	15.198	14.298	6,3%
Quota de Mercado da HC	7,1%	7,4%	-0,2p.p.

Produção - Preços Venda e Custos Comb.	2005	2004	Δ%
Preço Médio de Venda da HC (€/MWh) ⁽¹⁾	60,1	34,6	73,9%
Custo Médio dos Combustíveis (€/MWh) ⁽²⁾	22,2	20,7	7,7%

Comercialização - Vendas Energia a Clientes	2005	2004	Δ%
Electricidade Fornecida (GWh)	5.926	4.647	27,5%
Vendas de Electricidade (€ M)	316,0	255,3	23,8%
Número de Clientes	21.446	6.094	251,9%

Margem Bruta (Produção + Comercialização)	2005	2004	Δ%
Proveitos Operacionais	1.335,6	806,1	65,7%
Custos Directos da Actividade	922,4	546,6	68,7%
Margem Bruta	413,2	259,5	59,2%

• Em 2005, o mercado espanhol demonstrou um forte crescimento na procura de electricidade, com um aumento de 4,3% face a 2004, ou 3,1% quando corrigido dos efeitos de temperatura e dias úteis. A produção de electricidade da HC aumentou 6,7% no seguimento de um aumento da produção térmica superior a 7% num período extremamente seco (coeficiente de hidraulicidade de 0,46 vs. 0,79 em 2004) apesar de: i) uma menor utilização do grupo Aboño 2 (536 MW) devido a paragens para reparações no 1T2005; e ii) uma paragem programada no grupo Soto 2 (236 MW), no 2T2005, devido à revisão geral tri-anual.

• O forte crescimento da margem bruta na actividade de Produção e Comercialização em 2005 é explicado: i) pelo forte aumento do preço da pool, com um impacto positivo de €393M na margem bruta; ii) por um aumento do volume de produção, com um impacto positivo de €15M; iii) por um aumento marginal do custo médio com combustíveis por MWh, com um impacto negativo de €24M; iv) por uma provisão de €28M relacionada com o consumo em excesso de licenças de CO2 num período extremamente seco; v) pelo aumento do preço médio de compra na pool da actividade de Comercialização (-€178M na margem bruta); e vi) pelo facto que em 2004 a HC conseguiu recuperar €10M de CTCs.

• Os preços médios da pool espanhola apresentaram em 2005 valores recorde (média de €62,5/MWh) no seguimento de um período extremamente seco, num contexto de custos com combustíveis elevados e forte crescimento da procura no pico. No entanto, as receitas provenientes da actividade regulada não foram suficientes para compensar o forte aumento dos custos de produção do sistema, causando assim um défice tarifário para o sistema. De acordo com a legislação espanhola, a HC é responsável pelo financiamento de 6,08% do défice tarifário (€224M estimados para 2005). Este não foi deduzido às receitas e foi contabilizado como um investimento financeiro, uma vez que o Real Decreto 1556/2005, que estabeleceu as tarifas para 2006, reconheceu que os operadores eléctricos tinham o direito a recuperar o défice tarifário de 2005 através das tarifas em anos futuros.

• O custo médio com combustíveis por MWh suportado pela HC aumentou 7,7% face a 2004, principalmente devido ao aumento dos custos com gás natural desde o início de 2005, explicado pela subida dos preços do petróleo. Não obstante, entre Dezembro de 2004 e Dezembro de 2005, a HC conseguiu reduzir o custo médio unitário das suas centrais a carvão em 7,5%.

• As emissões de CO2 das centrais térmicas da HC alcançaram as 12,9M de toneladas em 2005. Devido a um período extremamente seco, o que originou uma maior utilização das centrais térmicas, as emissões de CO2 ultrapassaram em 1,4M de toneladas o consumo previsto de licenças para o período. Para este efeito a HC contabilizou €28M de provisão nos custos directos.

⁽¹⁾Inclui mercado grossista, serviços de suporte e pagamentos de capacidade. ⁽²⁾Excluindo emissão hidroeléctrica. ⁽³⁾Load Factor: número de horas equivalentes às horas de serviço de uma central em relação ao número de horas do período.

Distrib. Electricidade (GWh)	2005	2004	Δ%
Baixa Tensão	2.343	2.288	2,4%
Média Tensão	1.116	1.043	7,0%
Alta Tensão	5.788	5.692	1,7%
Electricidade Distribuída	9.247	9.023	2,5%
dos quais: clientes acesso	1.562	1.387	12,6%

Distrib. Electricidade (€ M)	2005	2004	Δ%
Transmissão	7,8	7,6	2,4%
Distribuição	98,7	93,4	5,7%
Comercialização	7,4	7,4	0,2%
Proveito Permitido	113,9	108,4	5,1%

Consumidores Distribuição Electricidade

2004	574.560
2005	584.922

Os proveitos regulados da actividade de **Distribuição de Electricidade** apresentaram um crescimento de 5,1% relativamente ao período homólogo, no seguimento do aumento da remuneração para as actividades reguladas reconhecido na tarifa de 2005. De acordo com o Real Decreto que define o proveito permitido para as actividades reguladas para 2006, dos €3.016,7M atribuídos à actividade de distribuição de electricidade, €96,1M ou 3,2% foram atribuídos à HC.

Distribuição Gás (GWh) ⁽¹⁾	2005	2004	Δ%
Gás distrib. a clientes directos	5.833	5.618	3,8%
Gás distrib. a clientes acesso	15.714	16.441	-4,4%
Gás Distribuído	21.547	22.059	-2,3%

Distribuição Gás (€ M) ⁽¹⁾	2005	2004	Δ%
Transmissão	11,7	10,5	11,5%
Distribuição	109,1	96,5	13,1%
Comercialização	10,7	11,1	-3,9%
Proveito Permitido	131,4	118,0	11,3%

Consumidores Distribuição de Gás

2004	577.802
2005	599.904

Gás Comercializado (GWh)	2005	2004	Δ%
Gás Comercializado	11.791	9.853	19,7%

Vendas de Gás (€ M)	2005	2004	Δ%
Vendas de Gás	195,4	129,6	50,7%

Clientes Comercialização de Gás

2004	1.447
2005	94.493

O consumo no **sector do gás em Espanha** aumentou 18% em 2005, principalmente devido a uma maior procura por parte do sector eléctrico, que foi responsável por 79% deste aumento, causado pelo aumento da electricidade produzida com base na tecnologia CCGT durante um período extremamente seco. Excluindo o sector eléctrico, a procura convencional de gás aumentou 4,7% no período devido ao aumento do número de clientes, principalmente no segmento liberalizado.

O volume de **Gás Distribuído** pela HC através da Naturgas diminuiu 2,3% e o número de consumidores aumentou 3,8% (+22.102 consumidores face a 2004). A queda nos volumes distribuídos é explicada por uma menor actividade das empresas conectadas à rede da Naturgas e por um pico extraordinário na procura do gás no 3T2004, relacionado com o sector eléctrico. Em 2005, os proveitos regulados da actividade de distribuição aumentaram 13,1%, reflectindo as previsões para o ano no que respeita à procura (para uma pressão < 60 bar) e o crescimento do número de clientes. A diferença entre o proveito regulado calculado com base nestas previsões e aquele que resulta do uso dos dados reais de 2005 ascende apenas a €1,3m, e já está reflectida no proveito definido para 2006. De acordo com a Ordem Ministerial que define o proveito permitido para as actividades reguladas do sector do gás para 2006, dos €1.251,2M atribuídos à actividade de distribuição de gás, €124,1M ou 10% foram atribuídos à Naturgas e suas subsidiárias (€111,5 milhões se considerarmos o método de consolidação das subsidiárias da Naturgas).

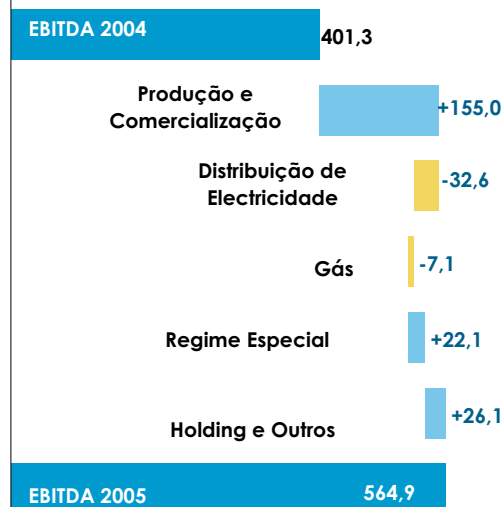
A **Comercialização de Gás** a clientes liberalizados aumentou 20%, reflectindo o forte aumento do número de clientes (65 vezes face a 2004), fruto do sucesso da oferta dual-fuel (electricidade e gás) lançada no 2T2005. Actualmente, a Naturgas possui mais de 24.000 clientes "duais". Esta estratégia, para além de aumentar a base de clientes da Naturgas, está a permitir manter os clientes que optam por mudar do mercado regulado para o mercado não regulado. A Naturgas aumentou a sua quota no mercado liberalizado (excluindo a comercialização para o sector eléctrico), de 4,9% em 2004 para 5,5% em 2005.

As vendas da Naturgas a clientes finais, considerando o mercado de **gás regulado e liberalizado**, totalizaram 18.788 GWh, um aumento de 10% face aos volumes de 2004. Assim, a quota de mercado da Naturgas no retalho do gás em Espanha aumentou para 7,1% em 2005, de 6,8% em 2004 (excluindo a comercialização para o sector eléctrico).

⁽¹⁾ Considerando os dados operacionais das subsidiárias da Naturgas a 100%, enquanto que a informação financeira está apresentada considerando o método de consolidação.

Áreas de Negócio	Produção & Comerc.			Distribuição Electricidade			Gás			Regime Especial		
	2005	2004	Δ%	2005	2004	Δ%	2005	2004	Δ%	2005	2004	Δ%
Receitas	1.335,6	806,1	65,7%	152,9	146,5	4,4%	668,4	635,4	5,2%	206,5	67,8	204,4%
Custos Directos	922,4	546,6	68,7%	29,7	26,1	13,7%	504,8	483,3	4,5%	126,1	20,7	509,8%
Margem Bruta	413,2	259,5	59,2%	123,2	120,4	2,4%	163,6	152,1	7,5%	80,5	47,2	70,6%
Margem Bruta/Receitas	30,9%	32,2%	-1,3 p.p.	80,6%	82,2%	-1,6 p.p.	24,5%	23,9%	0,5 p.p.	39,0%	69,5%	-31 p.p.
Custos com o pessoal	43,3	35,7	21,2%	35,2	23,8	47,9%	22,0	17,0	29,4%	5,4	4,1	30,3%
Outros custos (Liq.)	32,1	41,1	-21,7%	56,9	32,8	73,3%	35,7	22,1	61,6%	23,4	13,4	73,8%
Custos Operacionais	75,4	76,8	-1,8%	92,1	56,6	62,7%	57,7	39,1	47,6%	28,7	17,6	63,6%
EBITDA	337,8	182,7	84,9%	31,2	63,8	-51,1%	105,9	113,0	-6,3%	51,7	29,6	74,7%
EBITDA/Receitas	25,3%	22,7%	2,6 p.p.	20,4%	43,5%	-23 p.p.	15,8%	17,8%	-1,9 p.p.	25,1%	43,7%	-18,6 p.p.
Amortizações	99,8	90,9	9,8%	32,1	30,6	4,8%	32,4	30,7	5,5%	25,2	14,1	78,9%
Comp. amort. activos subsidiados	(0,2)	(0,1)	-2,2%	(2,0)	(1,8)	-14,5%	(1,7)	(1,5)	-15,1%	(0,2)	(0,2)	-24,4%
EBIT	238,1	91,9	159,0%	1,1	34,9	-97,0%	75,3	83,8	-10,2%	26,8	15,7	70,3%
EBIT/Receitas	17,8%	11,4%	6,4 p.p.	0,7%	23,8%	-23,1 p.p.	11,3%	13,2%	-1,9 p.p.	13,0%	23,2%	-10,2 p.p.
Investimento Operacional	60,4	34,9	73,0%	49,5	38,7	27,8%	52,9	56,6	-6,6%	179,8	168,0	7,0%
# empregados	707	704	0,4%	401	393	2,0%	334	309	8,1%	129	107	20,6%

△ Anual (Milhões €)



Produção e Comercialização: O EBITDA da actividade de produção e comercialização de electricidade aumentou 85% explicado por um forte aumento da margem bruta, como explicado na página 20. Os custos operacionais foram influenciados por i) custos com reestruturação de pessoal (€9M); ii) a contabilização de uma receita extraordinária de €40M relacionada com o reconhecimento total do défice tarifário de 2002 que ainda estava em balanço; iii) custos anteriormente contabilizados ao nível da holding que agora são imputados a cada actividade (€16M na Produção e Comercialização); iv) €13M de provisões genéricas para cobrir custos afundados (capitalizados como activos) em novos projectos de geração e possíveis desvios de liquidações com a OMEL; v) maiores custos relacionados com marketing e melhoria dos serviços de call centre (€3M); e vi) custos O&M mais elevados devido a reparações no Aboño 2 e à paragem programada em Soto 2 (€2M). Quanto ao investimento no período, a HC iniciou a construção do segundo grupo de 400 MW da CCGT Castejón (€25M), estando previsto a sua entrada em funcionamento no final de 2007. A HC irá iniciar os trabalhos de construção de outra CCGT de 400 MW em 2006, localizada em Soto e com previsão de entrada em 2008.

Distribuição de Electricidade: O aumento do proveito permitido atribuído à HC, reconhecido na tarifa de 2005, contribuiu para o crescimento de 2,4% da margem bruta desta actividade. Os custos operacionais foram influenciados principalmente por impactos extraordinários: i) custos com reestruturação de pessoal (€10M); ii) maiores custos de estrutura imputados a esta actividade (€7M); iii) custos mais elevados (+€7M) associados à prestação de serviços comerciais por parte da actividade de Comercialização à actividade de Distribuição, iniciado durante 2004; iv) contabilização de custos de anos anteriores relacionados com a mudança do critério de imputação de custos dentro do Grupo HC, os quais não foram totalmente reflectidos em 2004 (€6M); e v) provisões genéricas de €3M.

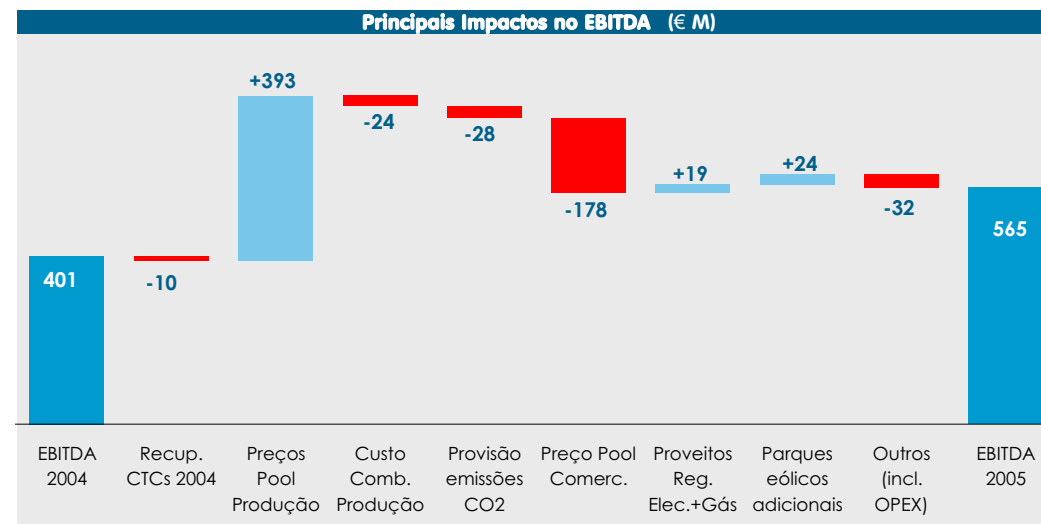
Gás: Em 2005, a margem bruta aumentou 7,5% no seguimento de um aumento de 11,3% nos proveitos permitidos. É importante referir que 80% da margem bruta da Naturgas provém da actividade regulada, dando assim origem a cash-flows operacionais estáveis. Durante 2005, a Naturgas lançou uma campanha de marketing para promover a sua nova imagem comercial e a oferta de um produto integrado de gás e electricidade, que se traduziu num aumento de €4M nos custos operacionais. Os custos foram também influenciados por: i) custos com reestruturação de pessoal (€3,5M); e ii) um aumento das taxas locais, devido a um maior volume de vendas (€2M).

Regime Especial: Os dados financeiros e operacionais desta actividade apenas incluem as actividades desenvolvidas pela Genesa, i.e., não representa todas as actividades desenvolvidas pela NEO Energia – a nova empresa criada pela EDP para actuar na Ibéria e na Europa como produtor de electricidade com base em energias renováveis. Ver página 35 para um maior detalhe no que respeita aos parques eólicos detidos pela NEO. No que respeita à actividade da Genesa, a produção de electricidade aumentou 79% para os 1,124 GWh, devido principalmente ao aumento de capacidade em parques eólicos. A produção eólica quase que duplicou dos 272 GWh em 2004 para os 529 GWh em 2005, explicado pelo inicio das operações de Campollano (124 MW) no 4T2004, e Las Lomillas (50 MW – 50% detidos pela Genesa) e La Sotonera (19 MW) no 3T2005. Consequentemente, a margem bruta e o EBITDA apresentaram um crescimento superior a 70% em 2005. No que respeita ao investimento, os €180M efectuados no período, reflectem o aumento da capacidade instalada e a construção dos parques eólicos Boquerón (22 MW) e Belchite (50 MW) que iniciaram as operações no inicio de 2006, e do parque eólico Brujula (73 MW) para começar em Maio de 2006.

Demonstração de Resultados (€ M)	2005	2004	Δ%
Volume de Negócios	2.172,6	1.780,7	22,0%
Custos Directos da Actividade	1.389,7	1.201,2	15,7%
Margem Bruta	782,9	579,6	35,1%
Margem Bruta / Proveitos	36,0%	32,5%	3,5 p.p.
Fornecimentos e serviços externos	106,9	89,1	20,1%
Custos com o pessoal e benefícios sociais	142,2	98,7	44,0%
Outros custos (ou proveitos) operacionais	(31,1)	(9,6)	-225,3%
Custos Operacionais	218,0	178,2	22,3%
EBITDA	564,9	401,3	40,8%
EBITDA/Proveitos	26,0%	22,5%	3,5 p.p.
Amortizações	199,4	173,4	15,0%
Compensação amort. activos subsid.	(4,2)	(3,9)	-6,0%
EBIT	369,6	231,9	59,4%
EBIT/Proveitos	17,0%	13,0%	4,0 p.p.
Resultados Financeiros	(67,0)	(85,1)	21,2%
Resultados antes de impostos	302,6	146,8	106,1%
Impostos	102,5	42,2	143,0%
Interesses Minoritários	26,8	27,3	-2,1%
Resultado Líquido	173,3	77,3	124,3%

Investimento Operacional (€ M)	2005	2004	Δ%
Investimento recorrente	174,0	155,3	12,0%
Investimento não-recorrente	191,9	152,0	26,2%
(-) Subsídios	(18,5)	(13,2)	-40,5%
Investimento Operacional	347,3	294,1	18,1%

Número de Empregados	2005	2004	Δ
Número de Empregados	1.687	1.555	+132



• Como anteriormente explicado, 76% do crescimento da margem bruta – que aumentou €203M – vem das actividades de Produção e Comercialização. Quanto às restantes actividades, o Regime Especial contribui com 17%, o Gás com 6% e a Distribuição de Electricidade com 1%.

• Os custos operacionais aumentaram 22%, ou €40M, vs. 2004 devido principalmente a itens não recorrentes, à expansão da actividade e custos de marketing:

- FSEs (+€18M): i) aumento da capacidade instalada na actividade de regime especial (+€11M); ii) maiores custos de marketing e comerciais (+€7M) nas actividades liberalizadas de electricidade e gás, relacionado com a alteração da imagem comercial, com o lançamento de novas ofertas de marketing e com publicidade.

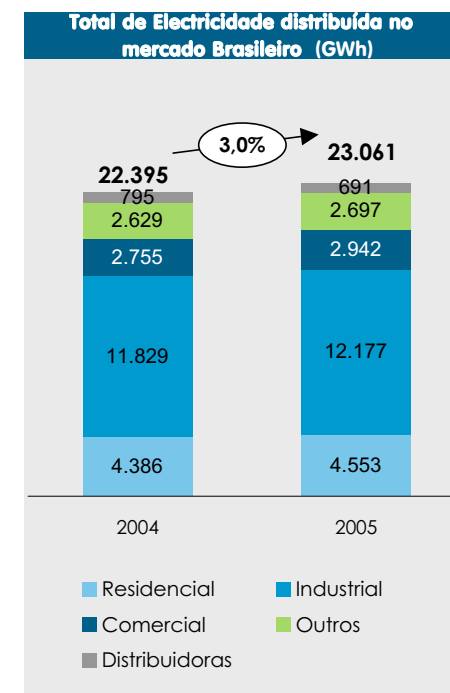
- Custos com pessoal (+€43M): i) €33M relacionados com um programa de pré-reformas para 84 trabalhadores; ii) €5M de pagamento de indemnizações com rescisões (30 trabalhadores); iii) +€6M de custos com trabalhadores activos devido ao aumento do número de empregados e aos ajustamentos salariais.

- Outros custos operacionais (ou proveitos) (-€22M): i) €40M de proveito extraordinário relacionado com o reconhecimento total do défice tarifário de 2002 que ainda estava em balanço; ii) mais-valia de €32M respeitante à venda da participação de 3% na REE (vs. €25M na venda da Retecal em 2004); iii) €16M de provisões genéricas para cobrir custos afundados relacionados com novos projectos de capacidade de produção, possíveis desvios em liquidações com a OMEL e contingências na actividade de distribuição.

• Os resultados financeiros melhoraram 21% principalmente devido a uma redução de 25% dos juros líquidos para €64,6M, reflectindo a substituição da dívida externa da HC por suprimentos com a EDP (€1.240M a Dezembro de 2005), com um custo de financiamento inferior.

• O Resultado Líquido mais que duplicou no período, em comparação com 2004, alcançando os €173,3M, reflectindo a boa performance operacional.

Vendas de Energia & Margem Bruta				Bandeirante			Escelsa			Enersul		
				2005	2004	△%	2005	2004	△%	2005	2004	△%
Distribuição (GWh)	Electricidade entregue na distribuição			13.764	13.442	2,4%	8.815	8.254	6,8%	3.958	3.606	9,8%
	Perdas da distribuição			(1.449)	(1.254)	15,6%	(1.176)	(1.076)	9,3%	(850)	(578)	47,0%
	Residencial			2.307	2.283	1,1%	1.321	1.192	10,9%	925	912	1,4%
	Industrial			3.544	4.355	-18,6%	2.096	2.498	-16,1%	472	580	-18,6%
	Comercial			1.318	1.235	6,7%	842	775	8,6%	598	585	2,4%
	Outros			840	941	-10,8%	883	856	3,2%	739	762	-3,1%
	Distribuidoras			-	-	-	299	305	-1,9%	3	12	-71,9%
	Venda de electricidade a clientes			8.009	8.814	-9,1%	5.441	5.626	-3,3%	2.737	2.850	-4,0%
	Electricidade distribuída a clientes de acesso			4.306	3.375	27,6%	2.198	1.552	41,6%	371	178	108,6%
Total Distribuído				12.315	12.189	1,0%	7.639	7.178	6,4%	3.108	3.028	2,6%
Margem Bruta (R\$ M)	Residencial			744	718	3,6%	376	329	14,3%	326	269	21,3%
	Industrial			688	728	-5,5%	354	343	3,1%	115	113	2,0%
	Comercial			365	332	9,8%	230	197	16,6%	211	169	25,1%
	Outros			176	179	-2,0%	163	148	9,9%	177	141	25,8%
	Distribuidoras			-	-	-	31	29	7,4%	0	2	-94,3%
	Vendas de electricidade ⁽¹⁾			1.973	1.957	0,8%	1.153	1.046	10,2%	830	694	19,6%
	Electricidade distribuída a clientes de acesso			231	122	89,6%	150	90	66,4%	34	11	205,2%
	Proveitos de electricidade			2.204	2.079	6,0%	1.303	1.136	14,7%	864	705	22,5%
	Outras Receitas			(94)	(137)	31,1%	9	(56)	-	(36)	(36)	-0,2%
	Receitas Totais			2.110	1.943	8,6%	1.312	1.080	21,5%	828	669	23,7%
	(-) Custos directos da actividade			1.350	1.310	3,1%	825	740	11,5%	424	375	13,2%
	Margem Bruta			759	633	20,0%	487	340	43,4%	404	294	37,2%
Tarifa Média ao cliente (R\$/MWh)				246,3	222,1	10,9%	211,9	185,9	14,0%	303,2	243,4	24,6%



• O volume de electricidade distribuída pela Energias do Brasil apresentou um aumento de 3,0%, influenciado pelo forte consumo de electricidade na região da Escelsa, é explicado pelo crescimento económico e por um aumento do número de clientes. A Bandeirante apresentou um crescimento moderado de 1%, reflexo do baixo consumo no segmento residencial, enquanto que a Enersul apresentou um aumento de 2,6%, devido a temperaturas amenas e a um período húmido.

• **Bandeirante:** a margem bruta apresenta um crescimento de 20,0%, no seguimento do aumento médio de 15,95% das tarifas, concedido no ajustamento tarifário de Outubro de 2004 e de custos não-controláveis inferiores ao montante reconhecido nas tarifas (R\$41M de diferença). Em Outubro de 2005, a ANEEL definiu uma variação de -8,86% no processo de reajustamento tarifário anual, que reflecte:

- 7,66% pela variação, nos últimos doze meses, dos custos não controláveis (Parcela A) e o ajustamento dos custos controláveis (Parcela B) à inflação;
- 5,56% correspondentes ao impacto da conclusão do processo de revisão tarifária de 2003 (-R\$102M a serem devolvidos à tarifa nos próximos 12 meses). A ANEEL reviu o aumento inicial da tarifa de 18,08% para um aumento final de 9,67%, em resultado da revisão definitiva da Base de Remuneração Regulatória da Bandeirante (definida em R\$998M) para o período entre Outubro de 2003 e Outubro de 2007;
- +4,36% correspondem à recuperação de custos incorridos no passado que não obtiveram cobertura tarifária (R\$83M a recuperar até Outubro de 2006).

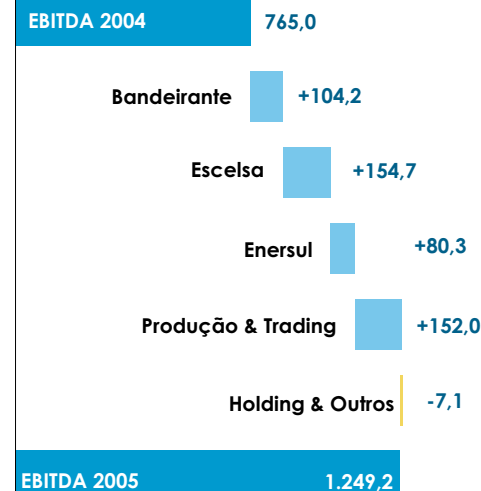
• **Escelsa:** a margem bruta apresentou um forte aumento de 43,4% no seguimento: i) de um crescimento de 6,4% do consumo; ii) da revisão tarifária de Agosto de 2004, onde a ANEEL estabeleceu um aumento tarifário de 4,96%; iii) da correcção, em Agosto de 2005, à revisão tarifária de 2004 para um aumento de 8,58% (impacto de +R\$17m na base tarifária), de forma a considerar o cálculo final da Base de Activos Regulatórios (R\$928M) para o período Agosto 2004 a Agosto 2007; iv) de um aumento tarifário de 4,93% concedido no processo de ajustamento tarifário de 2005 (dos quais +6,56% estão relacionados com a recuperação, até Agosto 2006, de custos passados no montante de R\$75m); e v) de custos não-controláveis inferiores ao montante reconhecido nas tarifas (R\$18M de diferença).

• **Enersul:** a margem bruta aumentou 37,2%, reflectindo o crescimento de 2,6% do consumo e o aumento tarifário de 20,69% concedido no ajustamento de Abril de 2005. É importante referir que, este ajustamento inclui a correcção positiva ao aumento tarifário concedido na revisão de 2003, de 42,26% para 50,81%, de forma a considerar a Base de Activos Regulatórios final (R\$782M) para o período Abril 2003 a Abril 2008 (impacto: +R\$20M de aumento da base tarifária e +€20M como efeito retroactivo, que só terá efeito durante 12 meses).

⁽¹⁾ Inclui a facturação da tarifa extraordinária aprovada pela ANEEL para recuperação das perdas com o racionamento em 2001/2002 e recuperação de custos não-controláveis (Parcela A) anteriores a Out. 2001; Valores deduzidos de ICMS.

Demonstração de Resultados Milhões R\$	Bandeirante			Escelsa			Enersul			Produção & Trading		
	2005	2004	△%	2005	2004	△%	2005	2004	△%	2005	2004	△%
Proveitos Operacionais	2.109,5	1.942,7	8,6%	1.312,2	1.080,1	21,5%	827,7	668,9	23,7%	555,2	374,6	48,2%
Custos Directos da Actividade	1.350,2	1.309,7	3,1%	825,2	740,4	11,5%	424,0	374,6	13,2%	296,7	204,9	44,8%
Margem Bruta	759,3	632,9	20,0%	487,0	339,7	43,4%	403,7	294,3	37,2%	258,5	169,7	52,3%
Margem Bruta/Proveitos	36,0%	32,6%	3,4 p.p.	37,1%	31,4%	5,7 p.p.	48,8%	44,0%	4,8 p.p.	46,6%	45,3%	1 p.p.
Fornecimentos e serviços externos	114,9	107,5	6,9%	82,5	60,1	37,2%	64,8	45,9	41,1%	72,3	57,0	26,8%
Custos com pessoal e benef. sociais	97,4	94,9	2,6%	86,1	83,8	2,7%	62,5	60,7	3,1%	12,6	13,5	-7,2%
Outros custos operacionais (Liq.)	56,0	43,7	28,2%	(11,4)	20,6	-	31,0	22,6	37,2%	(72,7)	4,9	-
Custos Operacionais	268,2	246,1	9,0%	157,1	164,6	-4,5%	158,3	129,2	22,5%	12,2	75,5	-83,8%
EBITDA	491,1	386,9	26,9%	329,8	175,1	88,4%	245,4	165,1	48,6%	246,3	94,2	161,4%
EBITDA/Proveitos	23,3%	19,9%	3,4 p.p.	25,1%	16,2%	8,9 p.p.	29,7%	24,7%	5,0 p.p.	44,4%	25,1%	19,2 p.p.
Amortizações	81,9	75,1	9,1%	58,6	55,4	5,8%	48,8	48,6	0,6%	15,7	9,4	67,8%
EBIT	409,2	311,8	31,2%	271,2	119,7	126,6%	196,6	116,6	68,6%	230,5	84,8	171,7%
Outros indicadores:												
Investimento operacional	117,2	119,9	-2,2%	139,4	89,9	55,2%	191,7	93,4	105,2%	700,8	725,4	-3,4%
# empregados	1.203	1.207	-0,3%	1.162	1.238	-6,1%	866	899	-3,7%	297	226	31,4%

△ Anual (Milhões R\$)



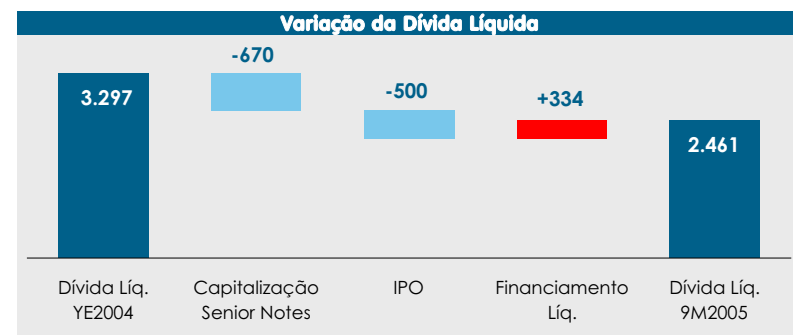
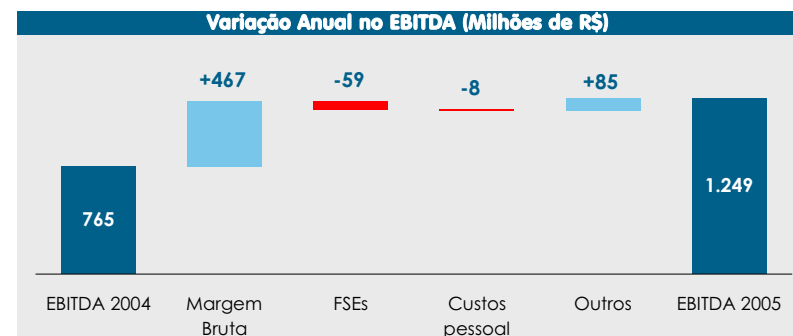
• **Bandeirante:** Em 2005 o EBITDA aumentou 26,9% devido à performance ao nível da margem bruta. Os custos operacionais subiram 9,0% devido: i) ao aumento dos FSEs, os quais foram afectados por uma incremento das inspecções da rede, leitura de contadores e serviços de facturação (R\$3M), e também por maiores custos com consultoria (R\$2m), aumento dos custos com licenças de software para melhoria do nível dos sistemas de informação técnicos e comerciais, e melhorias ao nível do call centre; e ii) contabilização de R\$26M em provisões contra um activo a receber por parte da empresa Piratininga, o qual está relacionado com a divisão (entre a Bandeirante e a Piratininga) do activo relativo às perdas do racionamento a recuperar no âmbito do processo de cisão da antiga Bandeirante em 2001 (outros custos operacionais).

• **Escelsa:** O EBITDA apresentou um crescimento de 88,4% no seguimento de um forte aumento do consumo. Os FSEs subiram 37% principalmente devido a: i) aumento dos custos com manutenção e requisição legal para duplicar os turnos das equipas de manutenção (R\$7M); ii) intensificação do programa para reduzir as perdas na distribuição (R\$4M); iii) aumento dos serviços relacionados com corte e re-ligação do fornecimento eléctrico (R\$2M); e iv) maiores custos com consultoria (R\$3m). A rubrica de outros custos operacionais foi influenciada pela reversão de uma provisão de R\$23M, a qual foi constituída para cobrir uma contingência fiscal à espera de decisão judicial e que agora foi considerado improcedente.

• **Enersul:** O aumento da margem bruta foi o principal motor por detrás da subida de 48,6% no EBITDA. Os custos operacionais aumentaram 22,5% principalmente devido a: i) maiores custos com manutenção associados à expansão da rede (R\$3M); ii) incremento das inspecções na rede, dos serviços de leitura de contadores e dos cortes e re-ligações do fornecimento eléctrico (R\$4m); iii) melhoramento em sistemas CRM (R\$2M); iv) aumento dos custos de facturação; v) maiores custos com consultoria; vi) aumento dos custos com TI; e vii) maiores provisões para clientes de cobrança duvidosa (+R\$6M em outros custos operacionais).

• Actualmente a Energias do Brasil gere 531 MW (97% hídricos), alcançando uma produção de 2.756 GWh em 2005. Em meados de 2005, a Energias do Brasil separou as actividades de distribuição e de geração embebedas nas suas distribuidoras, de forma a cumprir o novo enquadramento regulatório para o sector eléctrico Brasileiro. Em resultado, as centrais eléctricas anteriormente embebedas nas empresas distribuidoras (280MW), foram incorporadas na área de negócio da geração. Esta alteração representou o maior contributo para a performance da margem bruta da actividade de **Produção e Trading**, contribuindo com R\$68M no período. A actualização tarifária na central hídrica do Lajeado de 903 MW (EDP Lajeado tem o direito a 27,65% da energia) e o aumento de 31,6% dos volumes vendidos, para os 6.379 GWh, da actividade de comercialização e trading, também contribuíram para o crescimento da margem bruta. Ao nível do EBITDA, esta actividade também beneficiou com a reversão de uma provisão de R\$90M constituída em 2003, a qual estava relacionada com a possível desvalorização do activo do projecto Lajeado. No que respeita à expansão de capacidade na Produção, a Energias do Brasil espera aumentar a sua capacidade em 527 MW (100% hídricos) até ao final de 2006: Peixe Angical (452 MW), São João (25 MW) e um novo grupo em Mascarenhas (50 MW). O investimento realizado na construção da central hidroeléctrica de Peixe Angical (452MW) totalizou os R\$639M no período e espera-se um investimento adicional de R\$170M em 2006.

Demonstração de Resultados	Milhões de R\$			Milhões de €		
	2005	2004	Δ%	2005	2004	Δ%
Proveitos Operacionais	4.547,0	3.899,6	16,6%	1.503,7	1.074,3	40,0%
Custos Directos da Actividade	2.636,4	2.455,6	7,4%	871,8	676,5	28,9%
Margem Bruta	1.910,6	1.444,0	32,3%	631,8	397,8	58,8%
Margem Bruta/Proveitos	42,0%	37,0%	5,0p.p.	42,0%	37,0%	5,0p.p.
Fornecimentos e serviços externos	358,4	299,0	19,9%	118,5	82,4	43,9%
Custos com pessoal e benef. sociais	277,9	269,5	3,1%	91,9	74,2	23,8%
Outros custos operacionais (Liq.)	25,0	110,5	-77,3%	8,3	30,4	-72,8%
Custos Operacionais	661,4	678,9	-2,6%	218,7	187,0	16,9%
EBITDA	1.249,2	765,0	63,3%	413,1	210,8	96,0%
EBITDA / Proveitos	27,5%	19,6%	7,9p.p.	27,5%	19,6%	7,9p.p.
Amortizações	206,0	196,5	4,9%	68,1	54,1	25,9%
EBIT	1.043,2	568,6	83,5%	345,0	156,6	120,2%
EBIT / Proveitos	22,9%	14,6%	8,4p.p.	22,9%	14,6%	8,4p.p.
Resultado Financeiro	(306,8)	(340,4)	9,9%	(101,5)	(93,8)	-8,2%
Resultado Antes de Impostos	736,3	228,1	222,8%	243,5	62,9	287,4%
Impostos	184,1	1,8	-	60,9	0,5	-
Interesses Minoritários	5,2	60,6	-91,4%	1,7	16,7	-89,7%
Resultado Líquido	547,0	165,7	230,1%	180,9	45,6	296,3%



• Em 2005, a margem bruta da Energias do Brasil apresentou um aumento de 32,3%, para o qual a actividade de distribuição contribuiu com aproximadamente 80%, enquanto a actividade de produção e trading contribuíram com 20%. O forte aumento é explicado por i) um crescimento de 3,0% na distribuição de electricidade; ii) as correcções positivas à Base de Activos Regulatórios da Escelsa e Enersul; iii) custos não-controláveis inferiores ao montante reconhecido nas tarifas (R\$67M); iv) aumento das vendas de electricidade na actividade de comercialização (+31,6%); e v) a separação das actividades de distribuição e de produção embebedas nas distribuidoras.

• Os custos operacionais diminuíram 2,6% devido principalmente à reversão da provisão (R\$90M), constituída em 2003, para fazer face à possível desvalorização do investimento no projecto Lajeado. Quando aos FSEs, o aumento de 20% é maioritariamente explicado pela actividade de distribuição no seguimento de ajustamentos contratuais com entidades externas, maiores custos com manutenção devido ao aumento da extensão da rede como consequência do programa de Universalização do consumo, da intensificação do programa de combate às perdas e do aumento das despesas com consultoria devido à reestruturação societária. Durante 2005, a Energias do Brasil lançou o “Projecto Vanguarda”, o qual tem a missão de identificar e capturar sinergias no Grupo Energias do Brasil após a sua reestruturação. Espera-se que este programa esteja completamente implementado em 2007.

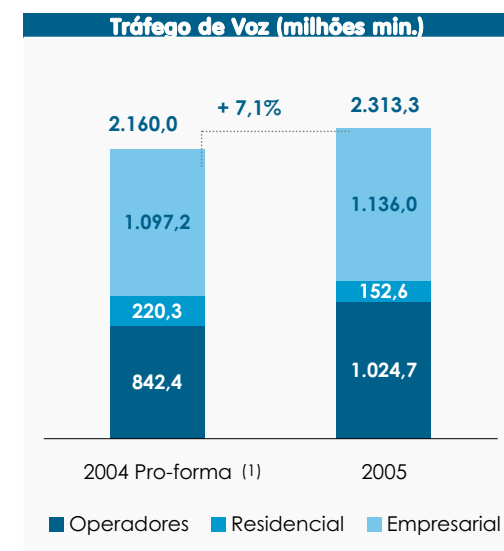
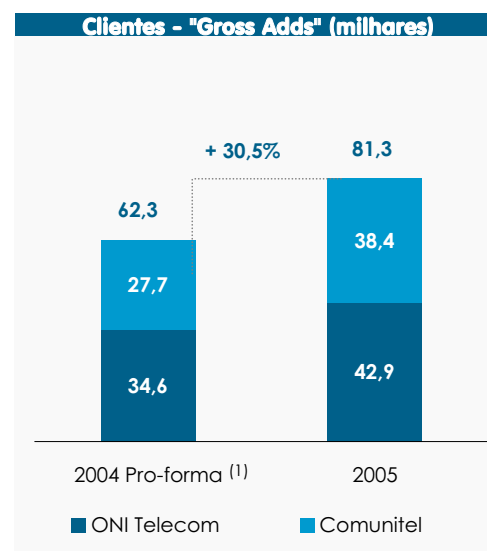
• A Oferta Pública Inicial da Energias do Brasil, em Julho de 2005, permitiu à empresa: i) reforçar substancialmente a sua estrutura de capital, com o recebimento de R\$500M e a conversão de R\$670M dos Senior Notes da Escelsa, detidos pela EDP, no capital social da Energia do Brasil, e ii) melhorar a capacidade da empresa para fazer face às novas oportunidades do sector Brasileiro. Em Setembro a EDP concluiu uma colocação privada de 2,2% do capital da Energias do Brasil, a um preço de R\$18 por acção, reduzindo a posição da EDP de 64.5% para 62.4% (nota: a Energias do Brasil tem 165.016.221 acções ordinárias).

• Em Euros, a EDP beneficiou com a valorização de 20% do Real, que em 2005 apresentou uma taxa BRL/Euro de 3,02 face a 3,63 em 2004. Ao nível do EBITDA este efeito representou um impacto positivo de €69M.

DR Operacional (€ M)	2005		
	ONI Telecom	Comunitel	Grupo ONI
Voz	63,8	103,9	164,5
Voz de Valor Acrescentado	-	0,9	0,9
Dados & Internet	62,0	19,5	77,4
Outros	23,9	2,6	29,2
Serviços de telecomunicações	149,7	126,9	272,0
Vendas de equipamento	2,9	0,8	6,4
Proveitos Operacionais	152,5	127,7	278,4
Serviços de telecomunicações	69,0	67,1	132,4
Vendas de equipamento	2,7	0,5	5,8
Custos Directos da Actividade	71,7	67,6	138,2
Margem Bruta	80,9	60,1	140,2
Margem Bruta/Proveitos Operacionais	53,0%	47,0%	50,4%
FSEs	49,4	34,6	78,7
Custos com o pessoal e benefícios sociais	23,0	15,7	43,2
Outros custos (proveitos) operacionais	1,3	3,5	(1,0)
Custos Operacionais	73,7	53,8	120,9
EBITDA	7,2	6,2	19,3
EBITDA/Proveitos Operacionais	4,7%	4,9%	6,9%
Amortizações	43,4	12,7	81,1
EBIT	(36,3)	(6,5)	(61,8)
EBIT/Proveitos Operacionais	-23,8%	-5,1%	-22,2%

Número de Empregados	2005	2004	Δ
ONI Telecom	471	579	- 108
Comunitel	-	446	- 446
Outros	21	71	- 50
Grupo ONI	492	1.096	- 604

Investimento Operacional (€ M)	2005	2004 ⁽¹⁾	Δ%
ONI Telecom	17,3	12,9	34,1%
Comunitel	16,7	12,6	33,3%
Others	0,03	0,1	-55,4%
Grupo ONI	34,1	25,5	33,4%



• O número de novos clientes ("Gross adds") registou um crescimento anual de 30,5%, suportado pela aposta estratégica do Grupo Oni nos clientes de acesso directo e na Internet de banda larga (Oni Duo).

• O tráfego de voz aumentou 7,1% no período, em resultado de um crescimento de 21,6% no segmento de operadores, dos quais 10,9% foram originados na Oni Telecom. O tráfego de voz no segmento residencial (Oni Telecom) diminuiu 30,7% no período devido à erosão dos clientes de acesso indirecto, ainda não compensada pelo crescimento registado no tráfego de voz dos clientes de acesso directo (que mais do que duplicou em relação ao ano 2004). No segmento empresarial, o tráfego de voz aumentou 3,5% no período devido: i) a uma redução de 7,4% na Oni Telecom, explicada pela redução no tráfego de voz dos clientes de acesso indirecto; que foi mais do que compensada por ii) um crescimento de 9,3% na Comunitel.

• Os proveitos operacionais aumentaram 3,5% no período – excluindo as receitas dos serviços de voz de valor acrescentado, uma área de negócio que foi descontinuada devido a alterações na regulação em Espanha – devido a um aumento nos proveitos dos serviços de dados & Internet e de outros serviços de telecomunicações (serviços de infra-estrutura e de gestão operacional prestados a clientes empresariais).

• O investimento operacional aumentou 33,4% no período, para €34,1M em 2005, devido aos investimentos realizados no desenvolvimento da rede ADSL (nomeadamente em centrais de acesso de banda larga) e na aquisição de equipamentos para soluções empresariais. Estas rubricas de investimento estão associadas a um enfoque crescente nos serviços de Internet de banda larga e à conquista de novos clientes.

⁽¹⁾ Os dados operacionais e financeiros aqui apresentados para o ano 2004 são "pro-forma", excluindo o contributo da Comunitel para o 4T2004. Em 2005, no seguimento da venda da Comunitel (Setembro), esta empresa foi consolidada apenas entre Janeiro e Setembro.

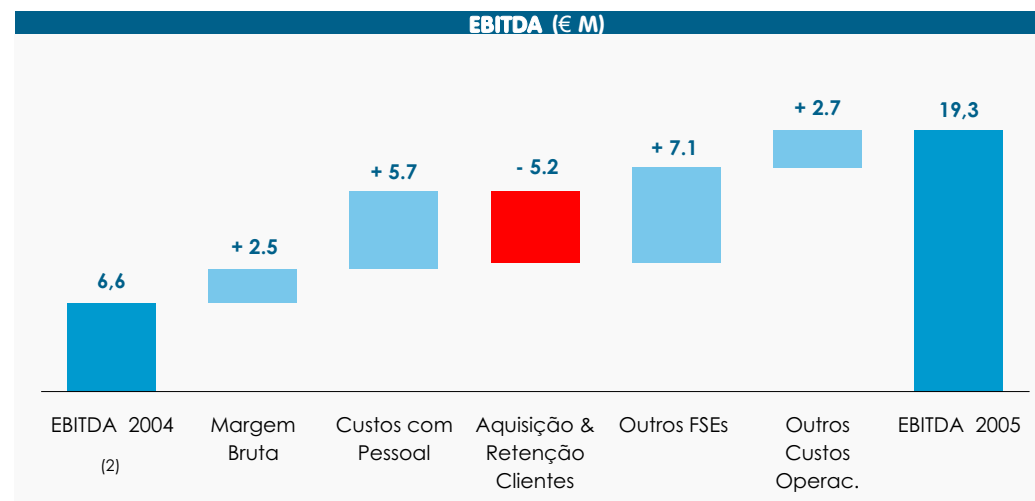
DR Operacional (€ M)	Grupo ONI		
	2005	Pro-forma 2004 (1)	△%
Voz	164,5	159,4	3,2%
Voz de Valor Acrescentado	0,9	11,9	-92,1%
Dados & Internet	77,4	74,3	4,1%
Outros	29,2	26,6	9,8%
Serviços de telecomunicações	272,0	272,2	-0,1%
Vendas de equipamento	6,4	7,7	-17,4%
Proveitos Operacionais	278,4	280,0	-0,6%
Serviços de telecomunicações	132,4	135,2	-2,1%
Vendas de equipamento	5,8	7,1	-17,6%
Custos Directos da Actividade	138,2	142,2	-2,8%
Serviços de telecomunicações	139,6	137,1	1,9%
Vendas de equipamento	0,6	0,7	-16,0%
Margem Bruta	140,2	137,7	1,8%
Margem Bruta/Proveitos Operacionais	50,4%	49,2%	1,2p.p.
FSEs	78,7	80,5	-2,3%
Custos com o pessoal e benefícios sociais	43,2	48,9	-11,6%
Outros custos (proveitos) operacionais	(1,0)	49,3	-
Custos Operacionais	120,9	178,7	-32,3%
EBITDA	19,3	(40,9)	-
EBITDA/Proveitos Operacionais	6,9%	-14,6%	21,5p.p.
Amortizações	81,1	43,8	85,3%
EBIT	(61,8)	(84,7)	27,0%
EBIT/Proveitos Operacionais	-22,2%	-30,3%	8,0p.p.

• As receitas dos serviços de voz, excluindo os serviços de voz de valor acrescentado, cresceram 3,2%, influenciadas por: i) uma diminuição nas receitas de voz do segmento residencial provenientes dos clientes de acesso indirecto na Oni Telecom, reflexo de um maior enfoque estratégico nos clientes de acesso directo; que foi mais do que compensado por ii) um aumento no tráfego de voz dos clientes empresariais e dos operadores.

• Os proveitos dos serviços de dados & Internet aumentaram 4,1% no período, devido: i) a um aumento de €9,6M das receitas dos serviços de Internet de banda larga, para o qual a Oni Telecom contribuiu com €4,6M; e ii) a uma melhoria na oferta de acesso directo via OLL (Oferta do Lacete Local).

• A margem bruta do Grupo ONI aumentou 1,8% no período, ou 1.2 p.p., devido à evolução favorável do mix de serviços prestados pela Comunitel. A margem bruta da Oni Telecom permaneceu estável nos 53%.

• Os custos operacionais diminuíram 32,3% no período devido, em grande medida, à contabilização, em 2004, de uma provisão extraordinária de €47,5M. Esta provisão



reflecte em grande parte a reversão de €40 milhões do crédito fiscal contabilizado em 2002 relativo à venda da Oni Way à Vodafone. Excluindo este impacto, os custos operacionais reduziram-se 7,8% devido a: i) um aumento de €5,2m nos custos com a aquisição e retenção de clientes; e ii) um aumento de €1,5M na rubrica de indemnizações, que foram mais do que compensados por iii) uma redução de 14,8%, ou €7,1M, nos custos com pessoal – excluindo indemnizações – devido a menores prémios de desempenho e à redução do número de trabalhadores; e iv) uma redução de 13%, ou €7,1M, nos FSEs – excluindo os custos com aquisição e retenção de clientes.

• A melhoria na margem bruta do Grupo Oni, em conjunto com um forte controlo dos custos com pessoal e FSEs, outros que não os relacionados com a aquisição e retenção de clientes, resultaram num EBITDA de €19,3M em 2005, o que representa uma margem EBITDA de 6,9%.

• As amortizações em 2005 incluem um custo de €30M relacionado com o “impairment” ao valor do contrato com a Transgás pelo aluguer da rede de fibra óptica por parte da Oni.

• Em Setembro de 2005, a autoridade da concorrência espanhola aprovou a venda da participação de 99,93% que a Oni detinha no capital da Comunitel. Com a conclusão desta operação, a Oni registou – em “Actividades Descontinuadas” – uma mais-valia líquida de €33M.

• Em Dezembro de 2005, a Oni Telecom realizou um aumento de capital de €210M através da conversão de suprimentos em prestações acessórias, o que em conjunto com o montante recebido pela venda da Comunitel (€204M) e desconsolidação da dívida financeira da Comunitel (€50M) permitiu ao Grupo Oni reduzir a sua dívida em cerca de €430M (incluindo suprimentos). Em consequência, a empresa está actualmente a renegociar a maturidade da sua dívida no sentido de a ajustar à geração de cash-flow prevista no plano de negócios.

(1) Os dados financeiros aqui apresentados para o ano 2004 são “pro-forma”, excluindo o contributo da Comunitel para o 4T2004. Em 2005, no seguimento da venda da Comunitel (Setembro), esta empresa foi consolidada apenas entre Janeiro e Setembro.

(2) Excluindo uma provisão extraordinária de €47,5M, que reflecte em grande parte a reversão de €40 milhões de crédito fiscal contabilizado em 2002 relativo à venda da Oni Way à Vodafone.

Demonstrações Financeiras

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



2005 (€ M)	EDP Produção	EDP Comercial	Enernova & EDP Bioelétrica	EDP Distribuição	Portgás 60%	HC Energia	Brasil	ONI	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	1.931,7	524,9	33,6	3.737,6	-	1.518,3	1.468,4	-	8.584,4
Outras Vendas	24,1	-	-	3,2	47,9	582,8	-	6,4	664,3
Prestação de Serviços	(59,2)	0,2	0,2	26,8	1,2	71,5	35,2	272,0	428,3
Proveitos Operacionais	1.896,6	525,0	33,8	3.767,6	49,0	2.172,6	1.503,7	278,4	9.677,0
Electricidade e Gás	188,5	581,0	-	2.580,2	-	563,0	858,6	-	4.222,0
Combustíveis	707,8	-	2,7	-	24,0	376,9	-	-	1.103,7
Materiais Diversos e Mercadorias	4,3	-	0,3	14,0	0,0	449,7	13,2	138,2	487,5
Custos Directos da Actividade	900,7	581,0	3,0	2.594,2	24,0	1.389,7	871,8	138,2	5.813,2
Margem Bruta	995,9	(56,0)	30,7	1.173,4	25,0	782,9	631,8	140,2	3.863,8
Margem Bruta/Proveitos	52,5%	(10,7%)	91,0%	31,1%	51,1%	36,0%	42,0%	50,4%	39,9%
Fornecimentos e serviços externos	96,7	12,4	8,6	255,0	3,8	106,9	118,5	78,7	816,8
Custos com pessoal	74,1	4,0	1,2	181,1	2,7	138,4	89,0	42,4	546,0
Custos com benefícios sociais	27,0	0,4	0,2	128,9	0,0	3,8	2,9	0,8	200,3
Rendas de concessão	3,8	0,0	0,7	201,4	-	-	3,1	-	209,0
Outros Custos/(Proveitos)	(8,0)	8,0	0,6	(17,1)	(0,4)	(31,1)	5,2	(1,0)	(389,8)
Custos Operacionais	193,5	24,8	11,3	749,4	6,1	218,0	218,7	120,9	1.382,3
EBITDA	802,4	(80,8)	19,5	424,0	19,0	564,9	413,1	19,3	2.481,5
EBITDA/Proveitos	42,3%	(15,4%)	57,7%	11,3%	38,7%	26,0%	27,5%	6,9%	25,6%
Amortizações	200,7	4,4	8,9	330,9	3,2	199,4	74,9	81,1	952,0
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(1,1)	-	(0,3)	(78,2)	-	(4,2)	(6,8)	-	(90,7)
EBIT	602,8	(85,2)	10,9	171,3	15,8	369,6	345,0	(61,8)	1.620,2
EBIT/Proveitos	31,8%	(16,2%)	32,4%	4,5%	32,2%	17,0%	22,9%	(22,2%)	16,7%
Resultados Financeiros	(65,6)	(7,8)	(4,4)	(26,1)	(3,7)	(67,0)	(97,1)	(33,2)	(364,0)
Amortização dos direitos de concessão	-	-	-	-	-	-	(4,4)	(6,5)	(37,6)
Actividades descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	32,6	45,5
Resultados Antes de Impostos	537,2	(93,0)	6,6	145,2	12,1	302,6	243,5	(69,0)	1.264,2
IRC e Impostos Diferidos	156,8	(21,8)	2,7	16,5	3,3	102,5	60,9	49,1	152,2
Interesses Minoritários	1,1	-	-	-	-	26,8	1,7	(0,0)	40,9
Resultados Líquidos	379,4	(71,3)	3,9	128,7	8,8	173,3	180,9	(118,1)	1.071,1

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



2004 (€ M)	EDP Produção	EDP Comercial	Enernova & EDP Bioelect.	EDP Distribuição	HC Energia 40%	Brasil	ONI	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	1.461,1	327,4	23,7	3.610,2	498,5	989,4	-	6.555,5
Outras Vendas	21,2	-	-	2,7	191,5	-	8,1	232,9
Prestação de Serviços	38,4	(5,1)	-	24,6	22,3	84,9	317,0	522,3
Proveitos Operacionais	1.520,7	322,3	23,7	3.637,5	712,3	1.074,3	325,1	7.310,7
Electricidade e Gás	51,4	311,7	-	2.324,1	230,8	663,6	-	3.335,8
Combustíveis	422,7	-	2,4	-	122,7	2,3	-	551,6
Materiais Diversos e Mercadorias	5,2	(0,4)	(0,0)	14,2	126,9	10,6	167,9	56,1
Custos Directos da Actividade	479,3	311,3	2,4	2.338,3	480,5	676,5	167,9	3.943,5
Margem Bruta	1.041,4	11,0	21,3	1.299,3	231,8	397,8	157,2	3.367,2
Margem Bruta/Proveitos	68,5%	3,4%	89,8%	35,7%	32,5%	37,0%	48,4%	46,1%
Fornecimentos e serviços externos	89,0	10,6	3,4	224,5	35,6	82,4	82,2	660,9
Custos com pessoal	82,2	3,3	1,0	195,5	38,3	68,8	53,8	527,7
Custos com benefícios sociais	22,4	0,4	0,1	419,2	1,2	5,4	0,8	440,1
Rendas de concessão	3,6	0,0	0,5	186,1	-	-	-	190,2
Outros Custos/(Proveitos)	8,8	2,8	(1,0)	(8,6)	(3,8)	30,4	53,3	471,8
Custos Operacionais	205,8	17,1	3,9	1.016,8	71,3	187,0	190,2	2.290,6
EBITDA	835,6	(6,1)	17,4	282,5	160,5	210,8	(33,0)	1.076,5
EBITDA/Proveitos	54,9%	(1,9%)	73,2%	7,8%	22,5%	19,6%	(10,1%)	14,7%
Amortizações	206,1	3,7	7,0	326,8	69,3	54,1	52,2	784,3
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(4,3)	-	(0,2)	(72,4)	(1,6)	-	-	(78,9)
EBIT	633,7	(9,8)	10,6	28,1	92,8	156,6	(85,1)	371,2
EBIT/Proveitos	41,7%	(3,1%)	44,6%	0,8%	13,0%	14,6%	(26,2%)	5,1%
Resultados Financeiros	(82,5)	(1,4)	(1,9)	(25,1)	(34,0)	(89,4)	(35,8)	(264,7)
Amortização dos direitos de concessão	-	-	-	-	-	(4,4)	(8,8)	(44,0)
Actividades descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados Antes de Impostos	551,2	(11,3)	8,7	3,0	58,7	62,9	(129,7)	62,5
IRC e Impostos Diferidos	148,7	(2,7)	2,3	(19,7)	16,9	0,5	6,2	16,4
Interesses Minoritários	0,2	-	-	-	10,9	16,7	0,1	3,3
Resultados Líquidos	402,3	(8,6)	6,4	22,7	30,9	45,6	(136,0)	42,8

Cash Flow por Área de Negócio

2005 (€ M)	EDP Produção	EDP Comercial	Enernova & EDP Bioelétrica	EDP Distribuição	HC Energia	Brasil	ONI	Grupo EDP
Resultado líquido	379,4	(71,3)	3,9	128,7	173,3	180,9	(118,1)	1.071,1
Amortizações	200,7	4,4	8,9	330,9	199,4	74,9	81,1	952,0
Compensação da amortização dos activos subsidiados	(1,1)	-	(0,3)	(78,2)	(4,2)	(6,8)	-	(90,7)
Amortização dos direitos de concessão	-	-	-	-	-	4,4	6,5	37,6
Provisões líquidas	0,2	10,4	0,3	(8,1)	7,8	4,9	0,1	40,8
Juros da conta de hidráulicidade	-	-	-	-	-	-	-	6,0
Diferenças de câmbio	(1,1)	-	-	0,0	0,1	(63,4)	0,1	(68,7)
Consolidação pelo Equity	23,8	-	-	-	(3,3)	0,0	-	(35,3)
Impostos diferidos	(3,8)	(1,5)	(0,0)	(24,1)	28,9	(4,8)	48,9	41,1
Interesses minoritários	1,1	-	-	-	26,8	1,7	(0,0)	40,9
Provisão défice tarifário em Espanha	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros Ajustamentos	8,5	0,0	(0,1)	2,8	(35,8)	58,7	(29,1)	(342,1)
Juros financeiros líq. e outros custos financ.	73,7	9,8	7,0	63,6	67,7	125,9	30,1	296,5
Cash Flow Operac. antes de Invest. Fundo de Maneio	681,4	(48,1)	19,7	415,6	460,7	376,4	19,6	1.949,2
Investimento em Fundo de maneio	(25,3)	3,0	3,8	(22,9)	25,1	5,4	4,3	(296,4)
Cash Flow Operacional	656,1	(45,1)	23,4	392,7	485,9	381,7	23,9	1.652,8
Investimento Operacional	(202,2)	(5,7)	(46,0)	(338,0)	(347,3)	(419,4)	(34,1)	(1.429,2)
Cash Flow Operacional Líquido	453,8	(50,8)	(22,6)	54,7	138,6	(37,6)	(10,2)	223,6

ANEXOS

EDP - Capacidade Instalada e Produção de Electric. (Península Ibérica)



Capacidade Instalada - MW	2005	2004	Δ MW
PORTUGAL	8.921	8.402	520
Regime Convencional	8.584	8.079	505
<i>Produção Vinculada</i>	7.164	7.052	113
Hidroelétrica (SEP)	4.095	3.903	192
Termoelétrica (SEP)	3.070	3.149	-79
Carvão			
Sines	1.192	1.192	-
Fuelóleo / Gás Natural			
Tapada do Outeiro	-	47	-47
Setúbal	946	946	-
Carregado	710	710	-
Barreiro	56	56	-
Gasóleo			
Tunes	165	197	-32
<i>Produção Não-Vinculada</i>	1.420	1.028	392
Mini-Hídrica	244	244	-
CCGT			
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	2.882	2.837	45
Regime Convencional	2.492	2.492	-
Hidroelétrica	426	426	-
Termoelétrica	1.910	1.910	-
Carvão			
Aboño	878	878	-
Soto de Ribera	645	645	-
CCGT			
Castejón	387	387	-
Nuclear			
Trillo	156	156	-
Regime Especial	390	346	45
Mini-Hídrica	3	3	-
Cogeração	41	41	-
Eólica	266	223	44
Resíduos	73	72	1
Biomassa	7	7	-

Produção de Electricidade - GWh	2005	2004	Δ GWh
PORTUGAL	25.236	25.374	-138
Regime Convencional	24.076	24.291	-215
<i>Produção Vinculada</i>	18.824	20.475	-1.651
Hidroelétrica (SEP)	4.279	8.718	-4.439
Termoelétrica (SEP)	14.545	11.756	2.789
Carvão			
Sines	9.590	9.530	61
Fuelóleo / Gás Natural			
Tapada do Outeiro	-	5	-5
Setúbal	3.556	1.689	1.867
Carregado	1.162	327	835
Barreiro	220	200	20
Gasóleo			
Tunes	17	5	12
<i>Produção Não-Vinculada</i>	5.252	3.817	1.435
Mini-Hídrica	164	398	-234
CCGT			
Central do Ribatejo	5.088	3.419	1.669
Regime Especial	1.160	1.083	77
Mini-Hídrica	90	141	-51
Cogeração	670	656	15
Eólica	348	237	111
Biomassa	51	49	2

ESPAÑA	16.482	15.031	1.452
Regime Convencional	15.373	14.407	965
Hidroelétrica	847	854	-6
Termoelétrica	13.273	12.317	956
Carvão			
Aboño	6.819	6.644	176
Soto de Ribera	4.345	3.712	633
CCGT			
Castejón	2.109	1.961	147
Nuclear			
Trillo	1.252	1.237	16
Regime Especial	1.110	623	486
Mini-Hídrica	5	12	-7
Cogeração	178	129	49
Eólica	529	272	256
Resíduos	393	198	195
Biomassa	5	12	-7

⁽¹⁾ Capacidade instalada que contribuiu para as receitas do período. Para a capacidade total em eólicas ver página seguinte.

Capacidade Eólica da EDP na Ibéria (NEO Energia)



Parques Eólicos em 2005	% NEO	Capacidade Instalada			Método de Consolidação
		100%	% detida	Contrib. para Receitas	
PORTUGAL					
Fonte da Mesa	100%	10	10	10	Integral
Pena Suar (inclui ref. potência)	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
Padrela	80%	8	6	8	Integral
Fonte da Quelha (inclui ampliação)	100%	14	14	14	Integral
Alto do Talefe (inclui ampliação)	100%	14	14	14	Integral
Vila Nova (inclui ref. potência)	100%	26	26	26	Integral
Açor	100%	20	20	20	Integral
Alagoa de Cima	40%	14	5	-	Equity
Bolores	100%	5	5	-	Integral / Acordo de aquisição em 2005
Mosteiro	100%	9	9	-	Integral / Acordo de aquisição em 2005
Amaral 1	100%	8	8	-	Integral / Acordo de aquisição em 2005
Amaral 1 - 2ª fase	100%	2	2	-	Integral / Acordo de aquisição em 2005
Caldas 1	100%	10	10	-	Integral / Acordo de aquisição em 2005
Fanhões 1	100%	12	12	-	Integral / Acordo de aquisição em 2005
Fanhões 2 - 1ª fase	100%	2	2	-	Integral / Acordo de aquisição em 2005
Fanhões 2 - 2ª fase	100%	2	2	-	Integral / Acordo de aquisição em 2005
		215	200	151	
ESPANHA					
Enix	5%	13	1	-	Equity
Altos del Voltoya	31%	62	19	-	Equity
Monte de las Navas	5%	49	3	-	Equity
Arlanzón	78%	34	26	34	Integral
Sierra del Madero	42%	29	12	-	Equity
Cantábrico	100%	65	65	65	Integral
Sierra del Cortado	42%	20	8	-	Equity
Campollano	75%	124	93	124	Integral
Las Lomillas	50%	50	25	25	Proporcional
La Sotonera	68%	19	13	19	Integral
Zas	97%	24	23	-	Integral / Adquirido em Dez. 2005
Corne	95%	18	17	-	Integral / Adquirido em Dez. 2005
Monseivane	100%	41	41	-	Integral / Adquirido em Dez. 2005
La Celaya	100%	29	29	-	Integral / Adquirido em Dez. 2005
Santa Quiteria	58%	36	21	-	Integral / Adquirido em Dez. 2005
Rabosera	100%	31	31	-	Integral / Adquirido em Dez. 2005
Buena Vista	100%	8	8	-	Integral / Adquirido em Dez. 2005
Tahivilla	100%	30	30	-	Integral / Adquirido em Dez. 2005
Sur	17%	20	3	-	Equity / Adquirido em Dez. 2005
Estrecho	17%	10	2	-	Equity / Adquirido em Dez. 2005
Juan Grande	45%	20	9	-	Equity / Adquirido em Dez. 2005
Llanos del a Esquina	100%	6	6	-	Integral / Adquirido em Dez. 2005
		738	485	266	
IBERIA		952	685	418	