



Resultados Trimestrais

9M2005

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

Lisboa, 27 de Outubro de 2005

Resultados 9M2005	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
HC Energia	19
Brasil	23
Telecomunicações	26
Demonstração de Resultados por Área de Negócio	29
<i>Cash-Flow</i> por Área de Negócio	31
Anexos (1. Capacidade Instalada e Produção na Península Ibérica; 2. Efeito IAS/IFRS nas contas do Grupo EDP para os 9M2004)	33

Resultados 9M2005



Resultados Financeiros (€ M)	9M2005	9M2004	Δ %
Margem Bruta	2.844,8	2.539,7	12,0%
Custos Operacionais	1.463,3	1.344,2	8,9%
EBITDA	1.381,5	1.195,5	15,6%
EBIT	766,5	672,0	14,1%
Resultado Líquido	353,4	278,1	27,1%
Dívida Líquida	9.024,3	7.480,4	20,6%

Dados Operacionais	9M2005	9M2004	Δ
Electricidade:			
Capacidade Instalada (MW)	11.933	11.226	+708 MW
Produção (GWh)	33.090	31.515	5,0%
Distribuição (GWh)	56.461	53.666	5,2%
Comercialização (GWh)	54.705	52.540	4,1%
Clientes (mil)	9.422	9.237	+186 mil
Gás:			
Distribuição (GWh)	16.322	16.565	-1,5%
Comercialização (GWh)	13.538	11.755	15,2%
Clientes (mil)	575	561	+15 mil
Nº de Empregados (Grupo)	14.807	17.058	-2.251

Nos primeiros nove meses de 2005, o EBITDA e o Resultado Líquido do Grupo EDP aumentaram 15,6% e 27,1% reflectindo a aquisição do controlo total da HC Energia - que beneficiou do aumento dos preços da pool - e de um forte desempenho operacional das nossas actividades no Brasil.

A EDP beneficiou de um aumento da capacidade instalada e de um elevado crescimento dos mercados de energia Ibéricos

Nos últimos 12 meses, entraram em operação 841 MW de nova capacidade de produção no mercado Ibérico, sendo que este registou no período um forte crescimento da procura de electricidade: 6,8% em Portugal e 5,2% em Espanha. Os aumentos de capacidade no mercado Ibérico incluem o segundo grupo da CCGT do Ribatejo (392 MW), a central hidroeléctrica Venda Nova II (192MW), 4 parques eólicos e reforços de potência (196 MW) e outros projectos de regime especial (61 MW).

A aquisição do controlo da HC Energia permitiu à EDP, nos 9M2005, equilibrar uma 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 de produção e comercialização não vinculadas do Grupo EDP no mercado Ibérico. Apesar das actividades de produção e comercialização no mercado liberalizado em Portugal terem sido afectadas pelo aumento dos preços da pool, devido a uma posição curta na produção que teve de ser satisfeita por compras de electricidade na pool Espanhola, a posição longa da HC Energia no mercado da produção em Espanha permitiu ao Grupo EDP mais do que compensar a sua exposição ao mercado liberalizado em Portugal.

A actividade de distribuição de electricidade no mercado doméstico foi afectada pelo aumento dos custos com combustíveis

Apesar de um forte aumento da procura de electricidade, a EDP Distribuição foi penalizada por um aumento dos custos com compras de electricidade, nomeadamente pelos elevados custos com combustíveis, que serão passados para as tarifas nos próximos anos.

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

As operações no Brasil continuaram a registar fortes crescimentos em consequência dos aumentos tarifários e de um crescimento de 3,1% do consumo nas áreas de concessão do Grupo EDP. Em Julho de 2005, no seguimento de uma Oferta Pública Inicial, as acções representativas do capital social da Energias do Brasil foram admitidas à cotação no Novo Mercado da Bovespa. Esta operação permitirá à empresa reforçar substancialmente a sua estrutura de capital e tirar melhor proveito das novas oportunidades do sector eléctrico Brasileiro.

Forte crescimento do EBITDA e do Resultado Líquido apesar de provisões não recorrentes, seguindo o bom princípio da prudência

- Ao nível da EDP, foi contabilizada uma provisão de €150M para reflectir o muito improvável cenário da HC Energia não recuperar a sua parte do défice tarifário Espanhol;
- A EDP contabilizou uma provisão financeira de €76M relacionada com o valor de um derivado contratado para cobrir os efeitos das alterações da taxa de juro no valor actual dos CMECs. Esta provisão será revertida quando os CMECs se tornarem efectivos, com a entrada em funcionamento do MIBEL.

Demonstração de Resultados e Balanço Consolidados



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

DResultados Consolidada (€ M)	9M2005	9M2004	△%
Vendas de electricidade	6.547,4	4.875,0	34,3%
Outras vendas	436,6	171,9	154,0%
Prestação de serviços	439,2	398,5	10,2%
Proveitos Operacionais	7.423,2	5.445,5	36,3%
Electricidade & gás	3.741,5	2.492,9	50,1%
Combustíveis	809,1	371,5	117,8%
Materiais diversos e mercadorias	27,9	41,3	-32,6%
Custos Directos da Actividade	4.578,4	2.905,8	57,6%
Margem Bruta	2.844,8	2.539,7	12,0%
Margem Bruta/Proveitos	38,3%	46,6%	-8,3%
Fornecimentos e serviços externos	604,2	456,3	32,4% (1)
Custos com pessoal	423,1	420,3	0,7%
Custos com benefícios sociais	76,9	272,3	-71,8% (2)
Rendas de concessão	154,3	142,1	8,6%
Outros custos/(proveitos) operacionais	204,8	53,3	284,0% (3)
Custos Operacionais	1.463,3	1.344,2	8,9%
EBITDA	1.381,5	1.195,5	15,6%
EBITDA/Proveitos	18,6%	22,0%	-3,3%
Amortizações	676,6	580,4	16,6%
Compensação amort. activo subsidiado	(61,7)	(57,0)	-8,3%
EBIT	766,5	672,0	14,1%
EBIT/Proveitos	10,3%	12,3%	-2,0%
Resultados financeiros	(229,4)	(225,9)	-1,5%
Amortização dos direitos de concessão	(29,5)	(32,0)	7,8%
Actividades descontinuadas	49,5	-	- (4)
Resultados Antes de Impostos	557,2	414,1	34,6%
Imposto correntes e impostos diferidos	155,8	125,2	24,4%
Interesses Minoritários	47,9	10,8	344,4%
Resultados Líquidos	353,4	278,1	27,1%

Activo (€ M)	9M2005	YE2004
Activo fixo	17.561,0	17.116,7
Imobilizado incorpóreo (líquido)	2.882,7	2.987,5
Imobilizado corpóreo (líquido)	13.222,4	12.628,0
Investimentos financeiros (líquido)	1.455,9	1.501,2
Outros Activos	3.872,0	2.968,4
Existências	174,9	168,6
Clientes (líquido)	1.514,6	1.184,9
Outros devedores (líquido)	1.693,6	1.324,6
Caixa e equivalentes	488,8	290,4
Impostos diferidos	1.329,6	1.155,3
Total do Activo	22.762,6	21.240,5
Capital Próprio (€ M)	9M2005	YE2004
Capital	3.656,5	3.656,5
Acções próprias	(40,0)	(31,7)
Resultados e outras reservas	524,2	413,0
Total do Capital Próprio	4.140,8	4.037,9
Interesses minoritários	1.092,7	743,9
Conta de correcção de hidraulicidade	245,9	364,2
Passivo (€ M)	9M2005	YE2004
Provisões	2.257,3	2.290,3
Dívida financeira	9.784,1	9.161,1
Curto prazo	1.823,1	1.975,1
Médio e longo prazo	7.961,1	7.186,0
Outros credores	4.629,1	4.068,8
Fornecedores	4.489,2	3.860,4
Outros credores	139,8	208,3
Impostos diferidos	612,6	574,3
Total do Passivo	17.283,1	16.094,5
Total do Capital Próprio + Passivo	22.762,6	21.240,5

Notas:

(1) Os FSEs nos 9M2005 incluem custos com TI para com o nosso departamento de TI ("GSI"). No seguimento da venda da Edinfor (previamente detida pela EDP) os serviços prestados por esta empresa passaram a ser contabilizados como sendo prestados por entidades externas ao Grupo EDP.

(2) Os 9M2004 incluem €192M relativos ao VAL dos custos com o Programa de Reestruturação de Recursos Humanos negociado com a ERSE (€87M relativos ao programa em 2003 e €105M relativos ao programa nos 9M2004) e €14M de prémios de passagem à 'Reforma Flexível'.

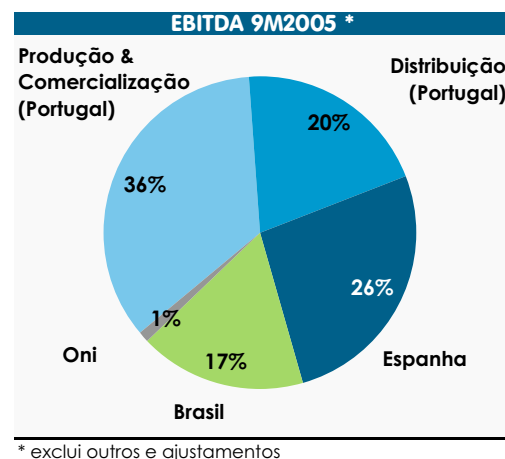
(3) Os outros custos/(proveitos) operacionais incluem uma provisão extraordinária de €150M relativa ao défice tarifário em Espanha, uma mais-valia de €8M relacionada com a venda da REE e uma mais valia de €12M relacionada com a transferência para o Fundo de Pensões do Grupo EDP de uma participação de 2,01% no BCP.

(4) Os 9M2005 incluem uma mais valia de €35M ao nível do Grupo EDP relativos à venda da Comunitel e €15M relativos à venda de 60% da Edinfor.

EBITDA Overview



EBITDA (€ M)	9M2005	9M2004	△%
EDP Produção	578,2	635,7	-9,1%
EDP Comercial	(38,8)	(5,0)	-668,7%
Enernova & EDP Bioeléctrica	14,3	12,2	17,5%
EDP Distribuição	317,6	313,8	1,2%
HC Energia ⁽¹⁾	417,9	109,3	282,5%
Brasil	272,5	145,7	87,0%
Oni	15,5	5,4	187,1%
Outros & Ajustamentos	(195,8)	(21,6)	-806,7%
EBITDA Consolidado	1.381,5	1.195,5	15,6%



• 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 desta empresa caiu 9,1%. A produção das centrais da EDPP que operam no sistema não vinculado totalizou os 3.553 GWh, enquanto que a **EDP Comercial**, a empresa do Grupo que vende energia aos clientes no segmento liberalizado, vendeu 4.566 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 destas actividades durante o período reflecte o impacto combinado dos elevados preços da pool verificados em 2005 e a natureza de alguns contractos realizados pela EDP Comercial 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 vai também ser mitigado pela entrada em serviço industrial do terceiro grupo de 392 MW da central do Ribatejo (CCGT) que vai funcionar no mercado não vinculado.

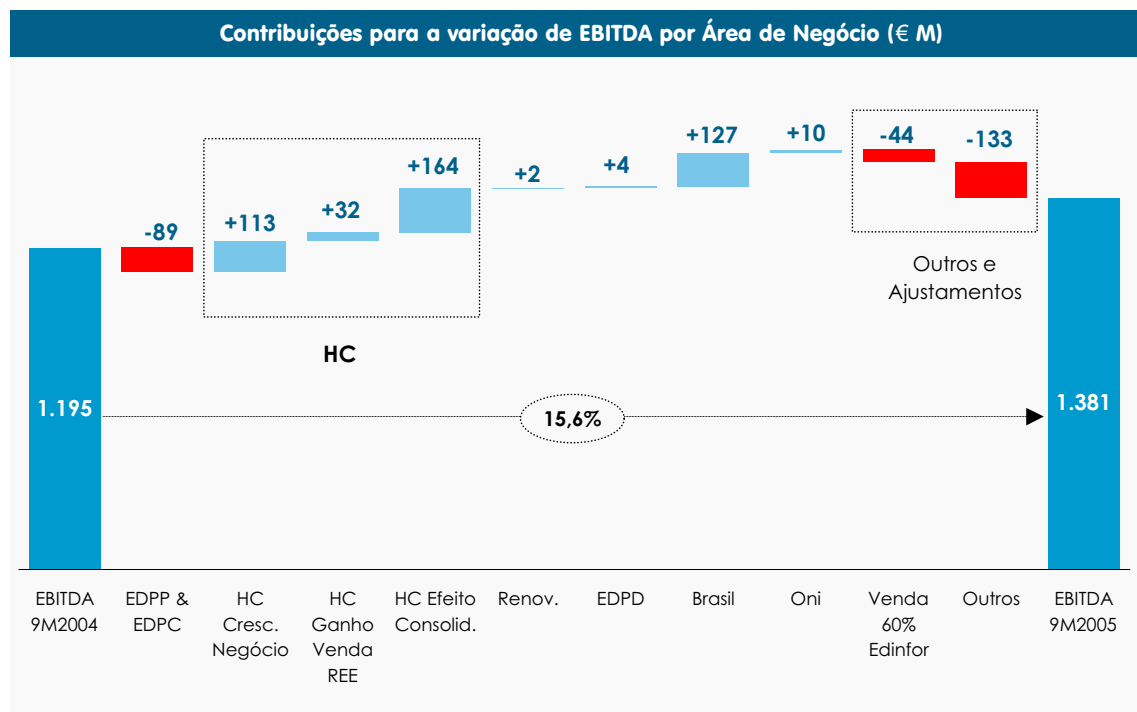
• Em contraste, a **HC Energia** está longa em produção e o cobertura ibérica do Grupo torna se evidente. A HC Energia produziu 11.435 GWh e forneceu 4.041 GWh de electricidade aos seus clientes. O EBITDA da empresa foi influenciado pelos elevados preços da pool na sua actividade de produção. Adicionalmente, o EBITDA da HC Energia beneficiou de uma mais valia (€32M) com a venda de 3% da REE, em Abril de 2005 e do facto da EDP consolidar integralmente a Demonstração de Resultados da HC pela primeira vez em 2005.

• Apesar do forte crescimento da procura, a margem bruta da **EDP Distribuição** foi penalizada pelo aumento do preço dos combustíveis, que afectou a actividade de aquisição de energia (estes custos são passados para a tarifa no ano seguinte). Os custos operacionais diminuíram 23,6% dado que os 9M2004 incluem custos com o Programa de Reestruturação dos RH de 2003 e 2004, programa do qual a EDP está agora a beneficiar. Assim, o EBITDA da EDP Distribuição aumentou 1,2%.

• O **Brasil** continuou a proporcionar fortes crescimentos com todas as áreas a apresentarem um forte crescimento do EBITDA nos 9M2005. Este crescimento é explicado por um aumento dos volumes distribuídos e comercializados, por tarifas mais elevadas, devido ao impacto positivo dos ajustamentos tarifários, e por custos de compra de electricidade inferiores aos reconhecidos pela regulação (estes desvios são passados para a tarifa no ano seguinte). Após a reestruturação societária, a Oferta Pública Inicial e a colocação privada de 2,2%, a EDP reduziu a sua participação na Energias do Brasil para 62,4%.

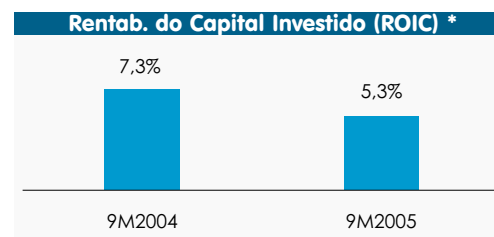
• O EBITDA da **Oni** mais que triplicou, resultado de uma evolução positiva da margem bruta e de um controlo acentuado dos custos com pessoal e FSEs não relacionados com a aquisição e retenção de clientes. Em Setembro de 2005, a ONI concluiu a venda da Comunitel.

• Os **Outros e Ajustamentos** incluem -€23M relacionados com o ajustamento ao ganho de capital 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), €12,4M da mais valia com a transferência de 2,01% da participação no BCP para o Fundo de Pensões da EDP e a criação de uma provisão de €150M relacionada com o défice tarifário em Espanha.

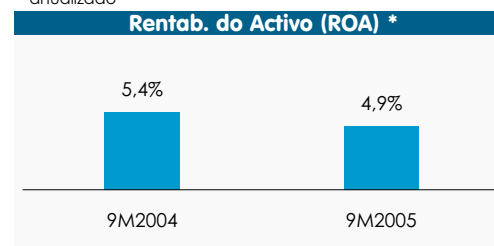


⁽¹⁾ 40% no 9M2004

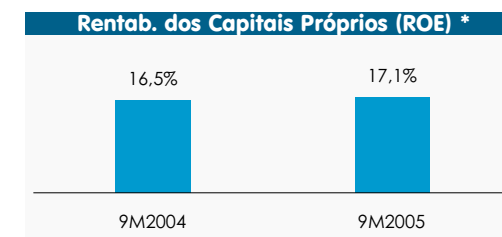
Investimento Operacional (€ M)	9M2005	9M2004	△%
EDP Produção	103,9	141,3	-26,5%
EDP Comercial	0,7	1,1	-39,4%
Enernova & EDP Bioeléctrica	17,0	37,3	-54,5%
EDP Distribuição	204,7	192,7	6,2%
HC Energia ⁽¹⁾	174,5	72,0	n.a.
Energia Península Ibérica	500,8	444,4	12,7%
Brasil	312,1	208,4	49,8%
Telecomunicações	27,1	20,6	31,6%
Outros	5,5	18,9	-70,8%
Total	845,6	692,3	22,1%



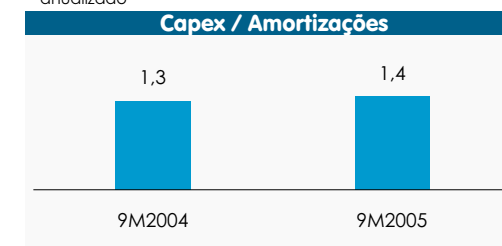
* anualizado



* anualizado



* anualizado



• O investimento operacional do Grupo EDP totalizou os €845,6M no período, um aumento de 22,1% face aos 9M2004, principalmente devido i) aos investimentos efectuados no início da construção do terceiro grupo de 392 MW da central do Ribatejo (CCGT), após a conclusão da construção do segundo grupo; ii) a investimentos na rede de distribuição de electricidade em Portugal; iii) à construção da central hidroeléctrica de Peixe Angical no Brasil; iv) a investimentos com o programa de ligação universal – “Universalização” – do consumo a todos os clientes de baixa tensão no Brasil; e v) à consolidação integral do investimento operacional da HC em 2005.

• A queda de 26,5% no investimento operacional da EDPP é explicada pela conclusão da construção do segundo grupo da central do Ribatejo (CCGT), sendo que o terceiro grupo desta central, que entrou em testes industriais em Setembro, representa cerca de 50% do capex total no período. Em Setembro de 2005 já tinham sido investidos cerca de €119,2M na construção deste grupo, dos quais €44M nos 9M2005. O investimento total está estimado em €197M até 2006. Adicionalmente, a EDPP prosseguiu com os trabalhos na central de Sines com vista à redução das emissões de SO₂ e NO_x (€16,4M), concluiu a construção da central de Venda Nova II (€6,0M) em Agosto de 2005 e deu início ao projecto para a construção da central hidroeléctrica de 170 MW do Baixo Sabor (€2,8M).

• Nos 9M2005, 92% do investimento operacional da EDPP foi realizado na rede de distribuição, com vista à melhoria da qualidade do serviço. O investimento na rede de distribuição aumentou 4,2% no período o que, em conjunto com condições meteorológicas favoráveis, e apesar das interrupções causadas pelos incêndios de Verão (impacto de 9 min. no TIE), possibilitou uma melhoria de 11,4% no TIE (149 min. Nos 9M2004 para 132 min. nos 9M2005).

• Quase 60% do investimento operacional da HC foi canalizado para projectos de regime especial, mais concretamente para parques eólicos. É esperado que durante 2005 a capacidade eólica aumente 140 MW, representando um investimento total para o ano de aproximadamente €120M. No 3T2005 entraram em funcionamento os parques eólicos: Las Lomillas (50 MW – detido em 50% pela Genesa) e La Sotonera (19 MW); e espera-se que no 4T2005 entrem em operação os parques eólicos: La Brújula (74 MW - Novembro) e El Boquerón (22 MW - Novembro). Adicionalmente a HC prosseguiu com os investimentos ambientais (€10,1M nos 9M2005) 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 total dos investimentos ambientais para o período de 2005-2007 está estimado em aproximadamente €140M.

• O investimento na construção da central hidroeléctrica de Peixe Angical (452 MW) ascendeu a R\$494M (ou €185M) nos 9M2005, representando cerca de 60% do investimento operacional no Brasil. A EDP espera vir a investir R\$540M neste projecto em 2005, e R\$186M 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 EDP detém uma participação de 60%. Este projecto também está a ser financiado pelo BNDES mediante um empréstimo de R\$670M. Adicionalmente, o investimento operacional no Brasil inclui R\$107,1M (€40,1M) relacionados com investimentos regulatórios 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% nos 9M2004

Cash Flow

Cash Flow Operacional por Área de Negócio (€ M)	9M2005	9M2004	△%
EDP Produção	475,2	594,6	-20,1%
EDP Comercial	(34,2)	(27,3)	-25,6%
Enernova & EDP Bioelétrica	16,3	10,1	60,6%
EDP Distribuição	286,8	395,6	-27,5%
HC Energia	226,1	136,0	66,2%
Brasil	227,4	195,2	16,4%
Oni	16,8	15,7	7,1%
Correcção de Hidraulicidade	(123,9)	(17,8)	-
Outros	(19,5)	(8,9)	-117,7%

Cash Flow Operacional do Grupo EDP	1.071,0	1.293,3	-17,2%
---	----------------	----------------	---------------

Cash Flow Consolidado (€ M)	9M2005
------------------------------------	---------------

Resultado líquido	353,4
Amortizações	676,6
Compensação da amortização dos activos subsidiados	(61,7)
Amortização dos direitos de concessão	29,5
Provisões líquidas	(4,2)
Juros da conta de hidraulicidade	5,6
Diferenças de câmbio	(63,2)
Consolidação pelo equity	(29,0)
Impostos diferidos	(77,1)
Interesses minoritários	47,9
Provisão défice tarifário em Espanha	150,0
Outros ajustamentos	66,4
Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros	213,1

Cash Flow Operacional antes de Investimento Fundo de Maneio	1.307,5
--	----------------

Investimento em fundo de maneio	53,1
Correcção de hidraulicidade	(123,9)
Défice tarifário em Espanha	(165,7)

Cash Flow Operacional	1.071,0
------------------------------	----------------

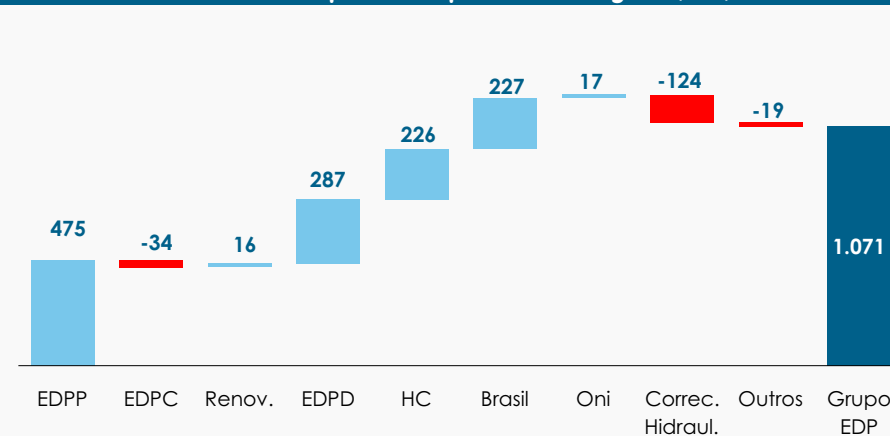
Investimento operacional	(845,6)
--------------------------	---------

Cash Flow Operacional Líquido	225,4
--------------------------------------	--------------

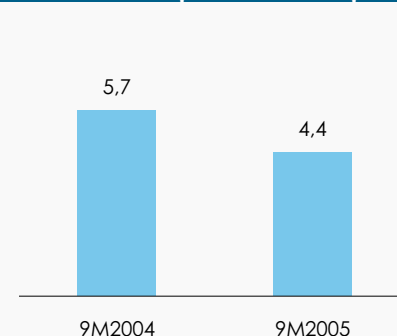
Alienação de imobilizados	381,8
Investimento financeiro	(155,1)
Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros	(213,1)
Dividendos pagos e distribuição de resultados	(336,0)
Outras variações não operacionais	(392,6)

(Aumento)/Redução da Dívida Líquida	(489,6)
--	----------------

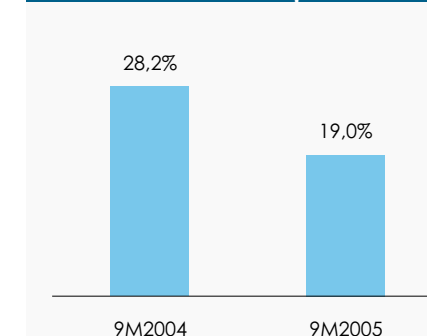
Cash Flow Operacional por Área de Negócio (€ M)



FFO + Juros Líquidos / Juros Líquidos

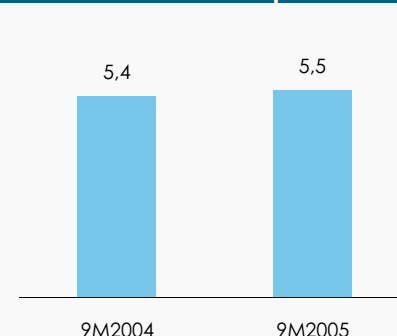


FFO / Dívida Líquida *

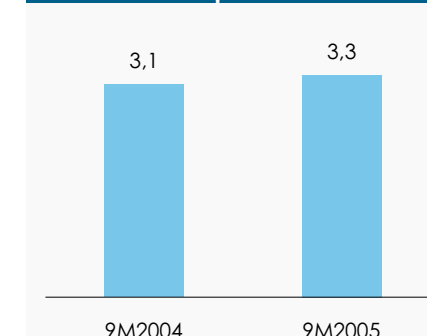


* anualizado

EBITDA / Juros Líquidos



Dívida Líquida / EBITDA *



* anualizado

Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais

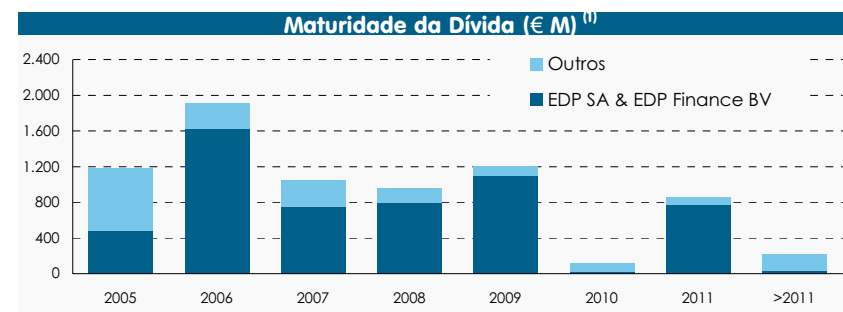
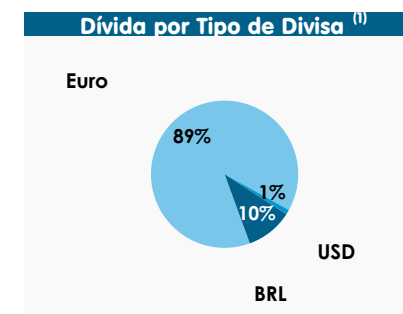
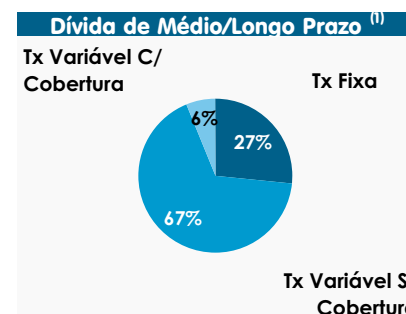
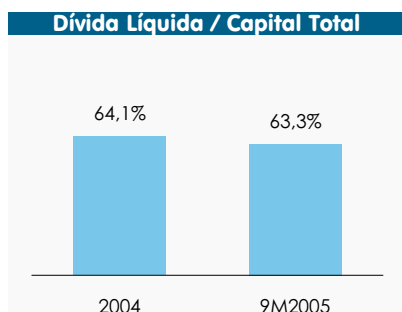


Dívida Financeira (€ M)	9M2005	2004
EDP S.A. e EDP Finance BV	7.121,5	5.553,0
EDP Produção	30,4	33,9
EDP Comercial	-	-
Enernova & EDP Bioeléctrica	15,7	17,0
EDP Distribuição	-	-
HC Energia	520,2	1.621,1
Brasil	1.051,0	731,4
Oni	388,6	622,5
Outros	17,2	42,4
Sub-Total	9.144,6	8.621,3
Derivativo OPTEP (Passivo)	315,0	315,0
"Fair Value" (Cobertura de Dívida)	99,6	107,6
Juros da dívida a liquidar	225,0	117,3
Dívida Financeira	9.784,1	9.161,1
Caixa & Equivalentes	488,8	290,4
Derivativo OPTEP (Activo)	271,0	336,0
Dívida Líquida Grupo EDP	9.024,3	8.534,7

Dívida Líquida por subsidiária (€ M)	9M2005	2004
<i>Dívida Interna + Externa</i>		
EDP Produção	1.919,5	2.168,5
EDP Comercial	124,9	89,1
Enernova & EDP Bioeléctrica	185,4	127,9
EDP Distribuição	1.454,5	1.339,5
HC Energia	1.610,0	1.711,3
Brasil	913,2	912,0
Oni	456,5	703,9
EDP SA & Ajustamentos	2.360,3	1.482,4
Dívida Líquida Grupo EDP	9.024,3	8.534,7

Provisões Benefícios Sociais (€ M)	9M2005	2004
Pensões	1.160,5	1.267,1
Actos Médicos	741,8	728,4
Total	1.902,4	1.995,4

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



• A dívida líquida do Grupo EDP aumentou €489,6M face a 2004, para os €9.024,3M, no seguimento de:

(i) uma diminuição do cash-flow operacional e um volume de investimento mais elevado. A redução do cash-flow é principalmente explicada pelo pagamento de €123,9M à REN, respeitante à correcção de hidraulicidade num período de seca acentuada e, também por menores cash-flows provenientes das actividades liberalizadas de Produção e Comercialização, assim como de Distribuição, que foram afectadas pelos elevados custos com electricidade;

(ii) o financiamento por parte da HC de €165,7M relativos ao desvio tarifário em Espanha;

(iii) investimentos financeiros no total de €155M, que consistiram na aquisição de 46,625% da Portugás (€85M) (actualmente a EDP detém 60% da empresa e já assinou um acordo para aumentar a sua participação para 72%), na aquisição de uma participação adicional de 20% na Turbogás (€52M) (aumentando a participação da EDP para 40%) e na compra de dois parque eólicos com 53 MW em construção (€18M);

(iv) O pagamento de €336M referentes à distribuição anual do dividendo de 2004;

(v) O efeito cambial na dívida financeira da nossa subsidiária Brasileira devido à forte apreciação do Real (um aumento de cerca de €200M na dívida líquida);

que foi mitigado com:

(i) a venda de activos não estratégicos (€382M), nomeadamente 3% da REE (€76M), 60% da Edinfor (€81M), 99,93% da Comunitel (€204M) e um edifício à REN (€21M); e

(ii) o encaixe recebido com a Oferta Pública Inicial da Energias do Brasil (R\$500M ou €187M);

• É importante mencionar que a substituição da dívida financeira de longo prazo da HC por suprimentos com a EDP explica a variação da dívida financeira externa ao nível da Holding e da HC. Este processo de reestruturação, que ficou concluído no início de 2005 com a substituição de €1.375M, irá resultar numa poupança de custos financeiros consolidados estimada em €6M por ano.

⁽¹⁾ Valor Nominal

Resultados Financeiros Consolidados



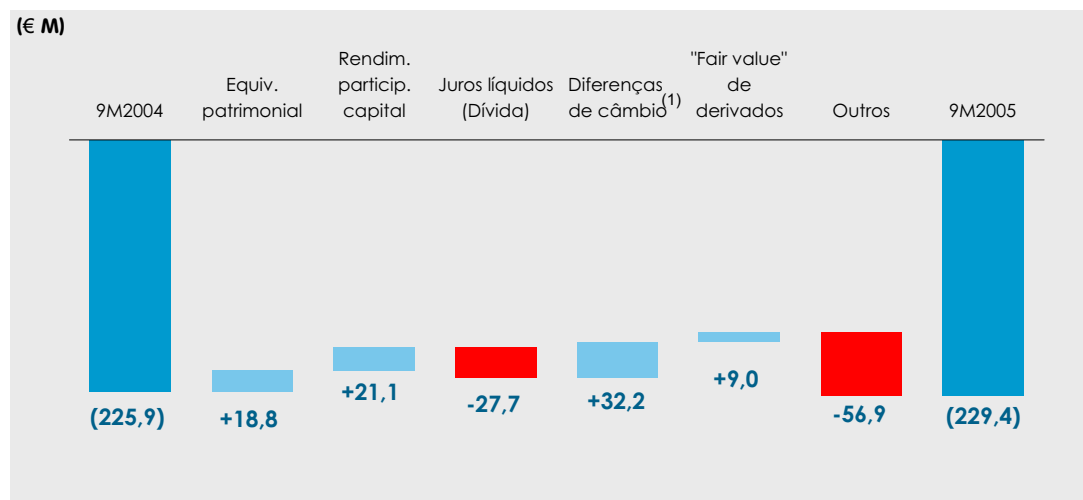
Resultados Financeiros (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
Empresas do Grupo e associadas	29,0	10,1	186,0%
Rendimentos de particip. de capital	30,1	9,0	234,3%
Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros	59,1	19,1	208,7%
Juros Financeiros Líquidos	(250,5)	(222,8)	-12,4%
Diferenças de Câmbio	63,2	4,3	-
Outros	(101,3)	(26,6)	-
Ganhos/(Perdas) Financiamento	(288,5)	(245,1)	-17,7%
Resultados Financeiros	(229,4)	(225,9)	-1,5%

Impacto Consolidação pelo MEP (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
REN (30%)	2,0	(9,4)	-
Edinfor (40%)	(5,9)	-	-
Portgás (60%)	5,7	-	-
CEM (22%)	8,6	8,1	7,0%
Turbogás (40% em 2005/20% em 2004)	9,3	5,1	83,4%
DECA II (EEGSA (21%))	5,8	1,9	200,8%
Subsidiárias da HC	1,9	2,1	-11,7%
Outros	1,6	2,4	-
Total	29,0	10,1	186,0%

Nota 1: O método de equivalência patrimonial da REN dos 9M2004, 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 -€23,0M à contribuição do MEP da REN.

Amort. trespasses e concessões (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
EBE	6,7	6,6	0,5%
IVEN (Escelsa/Enersul)	17,1	16,2	5,1%
Comunitel	3,3	2,9	11,9%
Oni	2,5	2,5	-2,9%
Edinfor (imparidade goodwill)	-	3,6	-
Total	29,5	32,0	-7,8%

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 €18,8M, o que inclui os seguintes impactos positivos: i) um aumento de €2,0M na contribuição do MEP da REN, em consequência dos dividendos distribuídos pela GalpEnergia (18,3% detida pela REN); ii) o início da consolidação da Portgás (+€5,7M) no seguimento do exercício da opção de compra de 60% do seu capital social, em Dezembro de 2004; iii) o aumento da participação da EDP na Turbogás de 20% para 40% (+€4,2M) e; iv) EEGSA (+3,9M) e CEM (+0,6M). Estes impactos foram mitigados pelo contributo negativo da Edinfor (-€5,9M) 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 €21,1M nos **"Rendimentos de participações de capital"** está relacionado com: i) a distribuição de dividendos da GalpEnergia (14,27% detida pela EDP), no montante de €23,7M nos 9M2005, enquanto que em 2004 a empresa só distribuiu dividendos no 4T; ii) menores dividendos recebidos do MillenniumBCP (€5,0M nos 9M2005 vs €8,5M nos 9M2004), devido à distribuição antecipada dos dividendos de 2004 no 4T2004. Em 2005, o MillenniumBCP comunicou a sua intenção de distribuir um dividendo intercalar de 2005 de €0,033 por acção em Outubro, o que representa €2,5M adicionais nos rendimentos de participações de capital no 4T2005.

Os **"Juros financeiros líquidos"** aumentaram 12,4% reflectindo i) o aumento da dívida pela consolidação integral da HC (anteriormente consolidada a 40%) nos 9M2005 (+€41,2M), ii) mitigado por uma queda no custo médio da dívida de 4,11% para 3,90% (-€13,5M).

Nos 9M2005, os **"Ganhos cambiais"** reflectiram principalmente o efeito da apreciação de 19% do Real face ao Dólar, afectando a dívida denominada em Dólares no Brasil, versus 1% de apreciação nos 9M2004.

Os **"Outros ganhos e perdas financeiros"** incluem uma provisão financeira de €76M nos 9M2005 relacionada com 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.

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

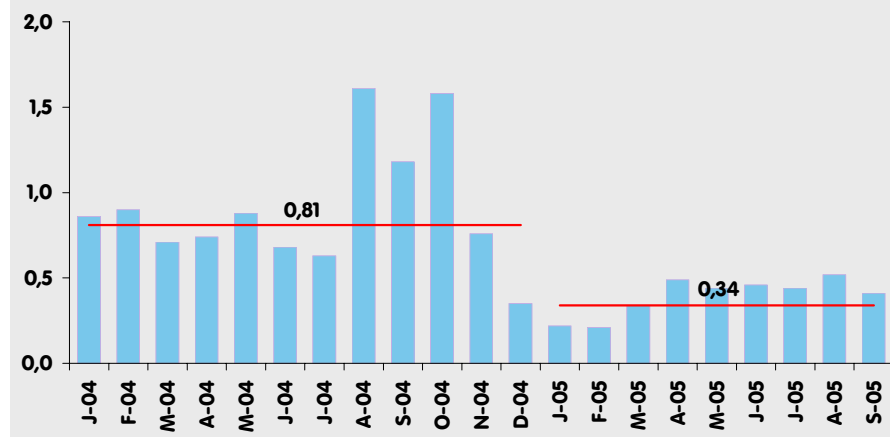
Áreas de Negócio

Emissão de Energia em Portugal



Produção de Electricidade (GWh)	9M2005	9M2004	Δ%
Emissão Hidroelétrica (SEP) ⁽¹⁾	2.991	6.738	-55,6%
Emissão Termoelétrica (SEP) ⁽¹⁾	11.392	8.555	33,2%
Produção Vinculada	14.383	15.292	-5,9%
Hidroelétrica (SENV) ⁽²⁾	90	277	-67,5%
CCGT (SENV) ⁽²⁾	3.463	2.027	70,8%
Produção Não-vinculada	3.553	2.304	54,2%
Mini Hídrica	57	94	-38,9%
Cogeração	509	529	-3,8%
Eólica	227	142	60,0%
Biomassa	37	36	4,6%
Produção em Regime Especial	830	800	3,7%
Total emissão EDP Produção	18.766	18.397	2,0%
Emissão Central Térmica do Peao (SEP) ⁽¹⁾	3.681	3.221	14,3%
Emissão Central Térmica da Tapada (SEP) ⁽¹⁾	4.923	4.748	3,7%
Emissão Central Hídrica de Alqueva	58	58	-
Autoprodutores (SEI) ⁽³⁾	3.896	2.654	46,8%
Saldo Importador / Exportador	4.742	5.130	-7,6%
Vendas Directas Cli. Indust. (incl. em Coger.)	(182)	(398)	54,2%
Bombagem	(395)	(349)	-13,1%
Consumo referido à emissão	35.490	33.461	6,1%
Compensação síncrona	(22)	(28)	19,9%
Consumos próprios da produção	(2)	(6)	62,3%
Consumos próprios da rede de transporte	(7)	(7)	6,2%
Perdas na rede de transporte	(495)	(639)	22,6%
Energia entregue na distribuição	34.963	32.780	6,7%
Coeficiente de Hidraulicidade	0,34	0,83	-59,0%

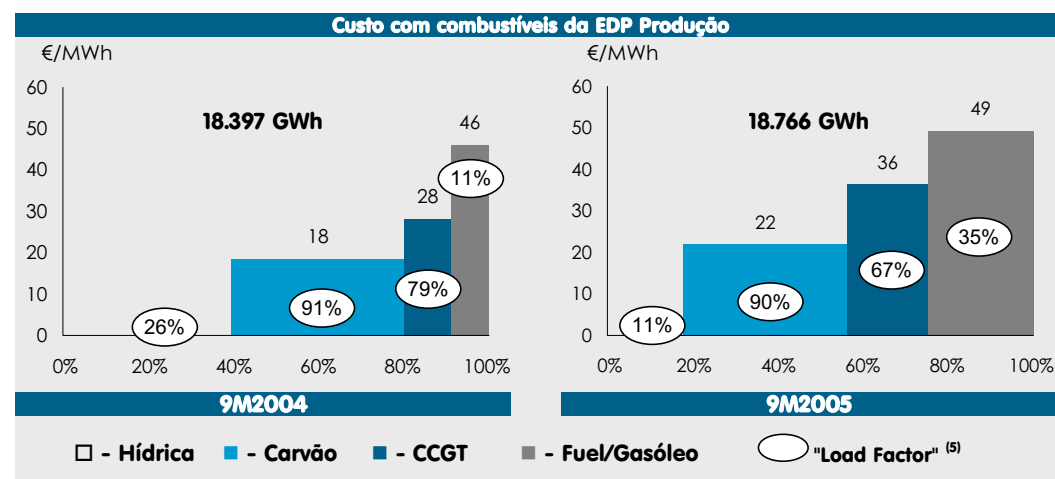
Coeficiente de Hidraulicidade



⁽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

Emissão Term. (GWh)	9M2005	9M2004	Δ%	Fuel	MW
Sines	7.060	7.107	-0,7%	Carvão	1.192,0
Setúbal	3.000	1.030	191,1%	Fuelóleo	946,4
Carregado	1.135	273	315,0%	Fuelóleo/GásNat	710,2
Barreiro	180	133	35,6%	Fuelóleo	56,0
Tunes ⁽⁴⁾ + Tapada do Outeiro	17	10	63,8%	Gasóleo	165,0
Emissão Term. (SEP)	11.392	8.555	33,2%		



A procura de electricidade em Portugal continuou a registar um forte crescimento, aumentando 6,7% para os 35 TWh nos 9M2005. O Grupo EDP foi responsável por 52% do total da energia entregue ao sistema (54% nos 9M2004).

A produção de electricidade da EDP aumentou 2%, face aos 9M2004, devido i) ao facto da emissão das centrais a fuelóleo ter triplicado e ii) à contribuição do segundo grupo de 392 MW da central do Ribatejo (CCGT) que entrou em funcionamento no 4T2004. Estes efeitos compensaram o impacto i) de uma menor utilização das centrais hidroeléctricas da EDP – 52% da capacidade instalada da EDP em Portugal – num dos períodos mais secos dos últimos anos (coeficiente de hidraulicidade de 0,34 vs. 0,83 nos 9M2004) e ii) das paragens da central do Ribatejo no 3T2005 devido a trabalhos de manutenção nos Grupo I e II iniciados no mês de Agosto. O Grupo I ficou operacional em Setembro sendo esperado que o Grupo II retome a sua actividade em Novembro. As reparações são suportadas pelo consórcio fornecedor ao abrigo da garantia da Central.

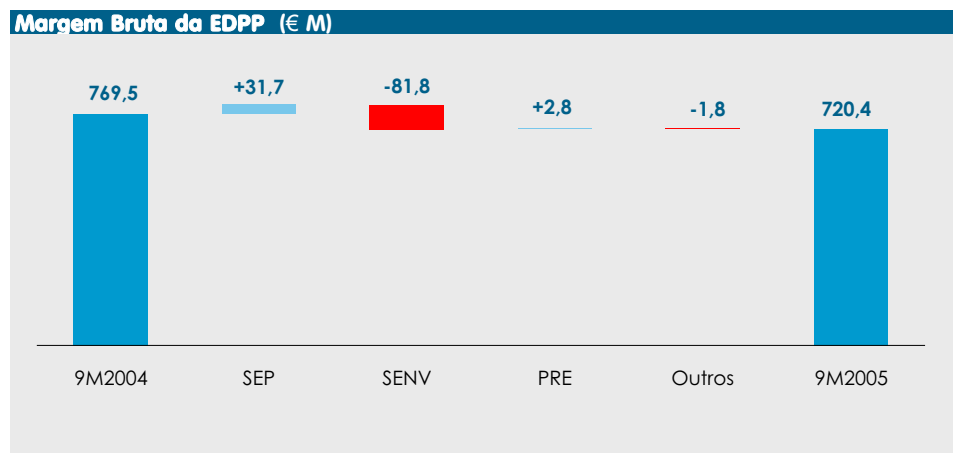
Em consequência da reduzida hidraulicidade, a contribuição das centrais hidroeléctricas da EDP para a produção doméstica do Grupo caiu de 39% nos 9M2004 para 17% nos 9M2005. No entanto, a margem bruta da EDP é apenas marginalmente afectada por alterações no mix de produção ou subidas no preço dos combustíveis (ver página seguinte) uma vez que 84% da sua capacidade instalada em Portugal está vinculada a Contratos de Aquisição de Energia (CAE) de longo prazo do Sistema Eléctrico Público (SEP).

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

SEP (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
CAE Parcela Fixa	682,6	666,9	2,4%
CAE Parcela Variável	390,7	202,5	93,0%
Vapor (Barreiro) & Cinzas	4,6	4,6	-0,7%
(-) Carvão	155,1	131,4	18,1%
(-) Fuelóleo	203,7	54,3	274,9%
(-) Gás Natural	7,8	11,6	-32,4%
(-) Gasóleo	2,1	0,6	251,2%
(-) Autoconsumo de electricidade e materiais	6,1	4,8	27,4%
Margem Bruta CAE	703,0	671,3	4,7%

SENV (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
Vendas de Electricidade	337,2	124,7	-
(-) Custos directos (combustíveis + compras)	351,7	57,3	-
Margem Bruta SENV	(14,4)	67,4	-

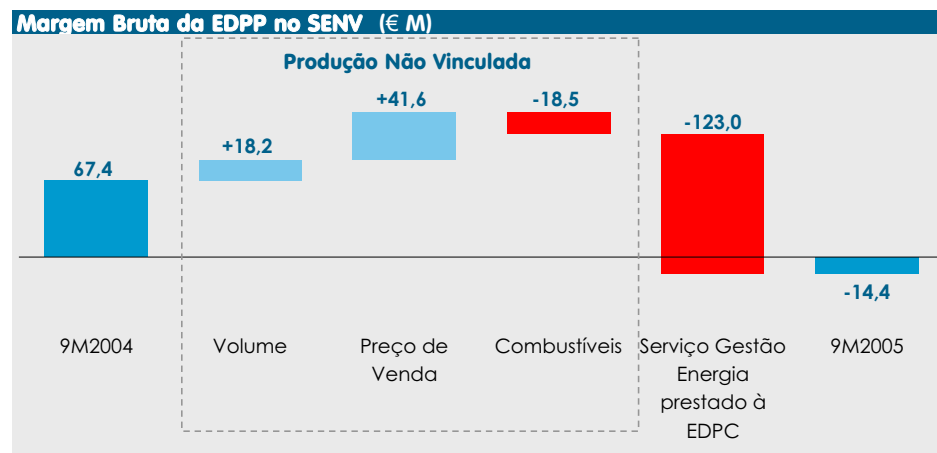
PRE (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
Cogeração	49,6	41,1	20,7%
Mini hídricas (<10MW)	4,8	7,4	-35,9%
(-) Gás Natural (Cogeração)	31,7	28,2	12,6%
(-) Compras de Electricidade	0,8	1,3	-39,8%
Margem Bruta PRE	21,9	19,1	14,8%



• A **margem bruta no Sistema Eléctrico Público (SEP)** aumentou 4,7% 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. 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 hídricas (km hídrico: 1,038 nos 9M2005 vs. 1,047 nos 9M2004) e ii) o descomissionamento, em Dezembro de 2004, dos 47 MW da central da Tapada do Outeiro (contribuição de €4,0M nos 9M2004). A margem na aquisição de combustíveis (CAE Parcela Variável menos Custos com Combustíveis) aumentou de €4,6M nos 9M2004 para €22,0M nos 9M2005 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 3T2005 e ii) um impacto negativo da reavaliação dos stocks de carvão da EDPP (€4,2M) na margem de aquisição de combustíveis dos 9M2004.

• A **margem bruta do Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV)** diminuiu para €14,4M negativos na sequência de i) uma redução de aproximadamente 70% da energia entregue à EDPP ("parcela livre") e ii) do impacto negativo dos elevados preços da pool nos 9M2005 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. A produção não vinculada beneficiou da energia produzida pelo segundo grupo da central do Ribatejo (CCGT), apesar deste ter sido condicionado por trabalhos de manutenção. Ainda assim, o output adicional proporcionado pela central do Ribatejo (CCGT) mais que compensou os menores volumes gerados pelas centrais hidroeléctricas que operam no SENV.

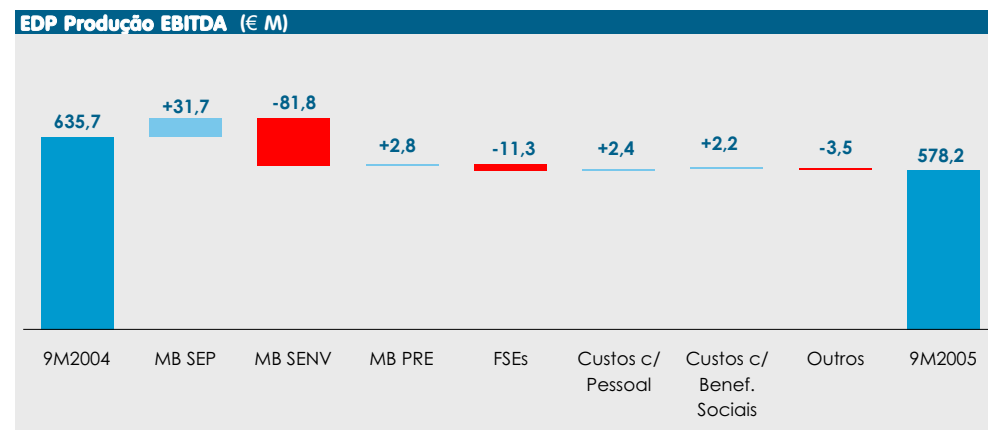
• A **margem bruta dos Produtores em Regime Especial (PRE)** aumentou 14,8% para €21,9M apesar da queda de 39%, ou 37 GWh, da emissão das mini-hídricas (instalações com menos de 10 MW de capacidade instalada) fruto do período de seca, o que resultou num impacto negativo na margem bruta de €2,7M. Esta 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.



DR Operacional (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
Vendas de Electricidade	1.452,5	1.031,6	40,8%
Prestação de Serviços	(70,5)	38,6	-
Outras Vendas	17,0	15,6	8,8%
Volume de Negócios	1.399,0	1.085,8	28,8%
Compras de Electricidade	148,9	34,0	337,4%
Combustíveis para produção de elec.	526,4	283,1	85,9%
Materiais diversos e mercadorias	3,4	(0,8)	-
Custos Directos da Actividade	678,6	316,3	114,5%
Margem Bruta	720,4	769,5	-6,4%
Margem Bruta / Vendas	51,5%	70,9%	-19,4 p.p.
FSEs Grupo	23,9	14,7	62,9%
FSEs Terceiros	39,5	37,4	5,5%
Custos com o pessoal	63,3	65,7	-3,7%
Custos com benefícios sociais	15,2	17,4	-12,5%
Rendas de Centros Electroprodutores	2,7	2,7	1,9%
Outros custos (proveitos) operacionais	(2,5)	(4,1)	39,0%
Custos Operacionais	142,2	133,8	6,3%
EBITDA	578,2	635,7	-9,1%
EBITDA / Proveitos	41,3%	58,5%	-17,2 p.p.
Amortizações do exercício	148,7	155,7	-4,5%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,4)	(0,0)	-897,2%
EBIT	429,9	480,1	-10,5%
EBIT / Proveitos	30,7%	44,2%	-13,5 p.p.

Número de empregados	9M2005	9M2004	Δ
Número de empregados	1.701	1.917	- 216
Produção	1.108	1.150	- 42
Manutenção e Engenharia	471	492	- 21
Gestão de Energia	29	29	-
Sub-Holding	93	246	- 153
MW/Empregado	4,87	4,10	18,8%

Investimento Operacional (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
Produção vinculada	36,2	25,9	40,0%
Produção não vinculada	51,9	101,2	-48,7%
Outros investimentos	2,6	3,6	-27,6%
Encargos financeiros	13,2	10,6	24,2%
Investimento Operacional Total	103,9	141,3	-26,5%
Investimento recorrente	12,3	11,3	8,9%
Investimento não recorrente	91,6	130,0	-29,5%



• O **EBITDA da EDPP** caiu 9,1% devido à queda na margem bruta da actividade não vinculada, como explicado na página anterior, e à redução de 6,3% dos custos operacionais, como explicado abaixo.

• Os **FSEs** aumentaram €11,3M devido a i) um aumento dos serviços cobrados pela EDP S.A. (+€5,9M) – no seguimento da implementação da nova política do Grupo de imputar às unidades de negócio os custos respeitantes a serviços prestados pela Holding – e pela EDP Valor (+€0,9M) e; ii) custos de manutenção mais elevados (€+4,4M) 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 3,7% reflectindo i) uma redução de 216 trabalhadores, dos quais 125 saíram da EDPP no 4T2004 e 91 durante os 9M2005; e ii) um menor número de rescisões por mútuo acordo no período, o que reduziu o pagamento de indemnizações em €1,8M (€2,3M nos 9M2004). A redução do número de trabalhadores nos 9M2005 inclui a transferência de 82 trabalhadores da sub-holding da EDPP para a EDP Valor.

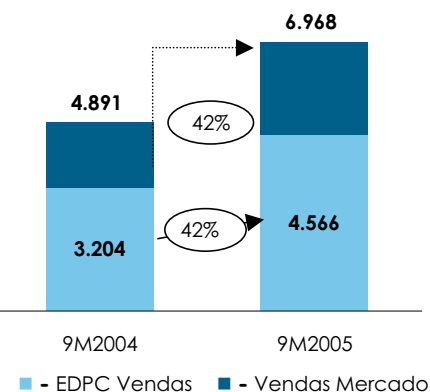
• A queda de 12,5% dos **Custos com Benefícios Sociais** nos 9M2005 está relacionada com os prémios pagos no âmbito do programa de reforma flexível nos 9M2004 (€3M), e diz respeito a 88 trabalhadores que aceitaram fazer parte do programa.

• O **Investimento Operacional** diminuiu 26,5% na sequência do comissionamento do Grupo II da central do Ribatejo e da entrada em serviço industrial da central da Venda Nova II (Frades), em Agosto de 2005. O Grupo III da central do Ribatejo representou aproximadamente 50% 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 (€16,4M), quer ii) do início do projecto da central hidroelétrica do Baixo Sabor (€2,8M).

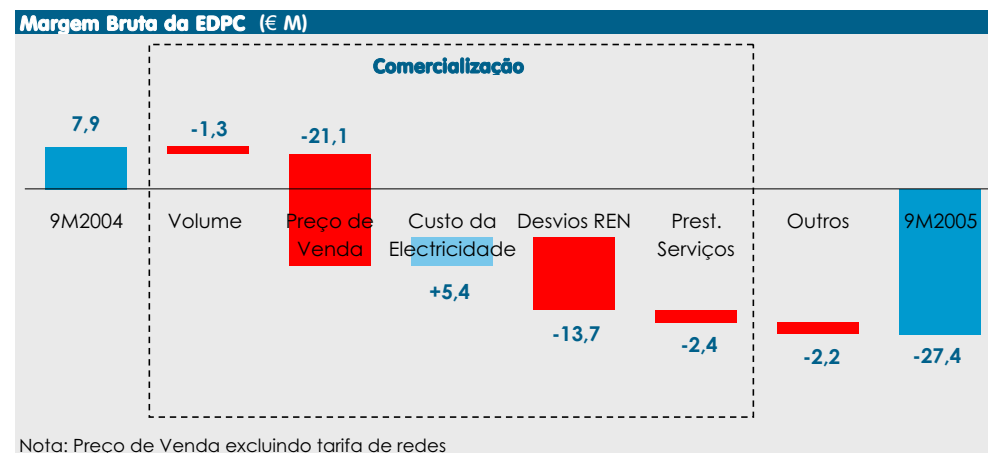
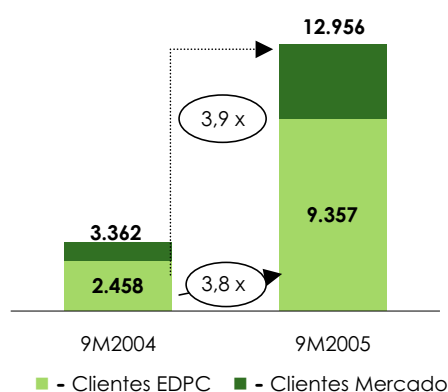
DR Operacional (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
Volume de Negócios	385,0	236,3	62,9%
Custos Directos da Actividade	412,4	228,4	80,5%
Margem Bruta	(27,4)	7,9	-
Margem Bruta / Vendas	-7,1%	3,3%	-10,5 p.p.
FSEs	8,6	6,8	26,4%
Custos com o pessoal	2,1	2,4	-11,2%
Custos com benefícios sociais	0,3	0,2	34,3%
Outros custos (proveitos) operacionais	0,3	3,6	-90,2%
Custos Operacionais	11,3	12,9	-12,4%
EBITDA	(38,8)	(5,0)	-668,7%
EBITDA / Proveitos	-10,1%	-2,1%	-7,9 p.p.
Amortizações do exercício	3,3	2,6	24,5%
Compensação amort. activos subsidiados	-	-	-
EBIT	(42,0)	(7,7)	-448,2%
EBIT / Proveitos	-10,9%	-3,2%	-7,7 p.p.

EDPC Dados Operacionais	9M2005	9M2004	Δ%
EDPC Vendas de Electricidade (GWh)	4.566	3.204	42,5%
Quota de Mercado (GWh)	66%	66%	0,0%
Número de Clientes	9.357	2.458	x 3,8
Quota de Mercado (# de Clientes)	72%	73%	-0,9%
Numero de empregados	77	77	-
Investimento Operacional (€ M)	0,7	1,1	-39,4%

Quota Mercado EDPC-GWh: 66%



Quota Mercado EDPC-# Clientes: 72%



Nota: Preço de Venda excluindo tarifa de redes

• O total de energia fornecida no SENV cresceu 42,5% para 6.968 GWh nos 9M2005 face ao período homólogo, representando 22% do total do consumo em Portugal (16% nos 9M2004). Os volumes vendidos pela EDPC aumentaram, em linha com o mercado, o que permitiu à empresa manter a sua quota de mercado.

• A EDPC tem um contrato a preço fixo (com revisões periódicas) com o departamento de gestão de energia da EDPP que compra electricidade (nomeadamente na Pool Espanhola) ao serviço da EDPC. Este facto permitiu isolar a margem bruta da EDPC da escalada dos preços de electricidade e dos elevados custos com combustíveis.

• O mercado liberalizado em Portugal está ainda numa fase inicial de desenvolvimento e, como consequência, o preço de venda reflecte o custo de captura de novos clientes. Assim, o número de clientes da EDPC quadruplicou o que resultou num impacto negativo do preço de venda de €21,1M na margem bruta da empresa.

EBITDA - EDPP & EDPC (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
Volume de Negócios	1.543,9	1.242,9	24,2%
Compras de Electricidade	323,1	181,3	78,1%
Combustíveis para prod. de electric.	526,4	283,1	85,9%
Materiais diversos e mercadorias	3,4	(0,8)	-
Custos Directos da Actividade	852,8	463,6	83,9%
Margem Bruta	691,1	779,3	-11,3%
FSEs	70,2	56,9	23,4%
Custos com o pessoal	65,4	68,1	-3,9%
Custos com benefícios sociais	15,5	27,5	-43,6%
Outros custos (proveitos) operacionais	0,5	(1,2)	-
EBITDA	539,4	628,0	-14,1%
EBITDA / Proveitos	34,9%	50,5%	-15,6 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.

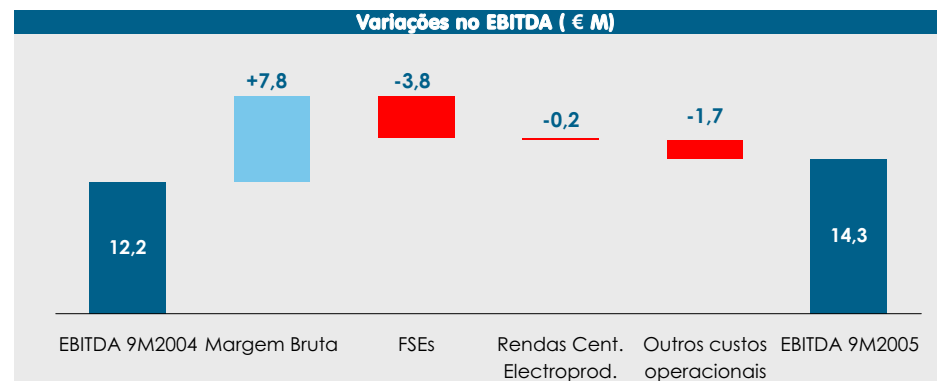
Capacidade Instalada - MW	9M2005	9M2004	Δ MW
Parques Eólicos	145	116	+29
Biomassa	9	9	-
Total	154	125	+29

Produção - GWh	9M2005	9M2004	Δ%
Parques Eólicos	227	142	59,8%
Biomassa	37	36	4,6%
Total	265	178	48,7%

DR Operacional (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
Eólicos	20,9	12,6	66,3%
Biomassa	2,7	2,6	6,7%
Vendas de Electricidade	23,6	15,1	56,2%
Custos Directos da Actividade	2,0	1,4	50,1%
Margem Bruta	21,6	13,8	56,8%
Margem Bruta / Vendas	91,4%	91,0%	0,4 p.p.
FSEs	5,3	1,5	260,3%
Custos com o pessoal e com benefícios sociais	0,9	0,8	19,2%
Rendas de Centros Electroprodutores	0,4	0,3	70,1%
Outros custos (proveitos) operacionais	0,7	(0,9)	-
Custos Operacionais	7,3	1,6	353,6%
EBITDA	14,3	12,2	17,5%
EBITDA / Proveitos	60,4%	80,4%	(19,9 p.p.)
Amortizações do exercício	6,6	3,5	87,5%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,1)	(0,1)	(8,7)%
EBIT	7,9	8,8	(10,6)%
EBIT / Proveitos	33,3%	58,1%	(24,8 p.p.)

Número de Empregados	9M2005	9M2004	Δ
Número de Empregados	17	15	+2

Investimento Operacional (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
Investimento Operacional	17,0	37,3	(54,5)%
Investimento Financeiro	18,1	-	-
Total Investimento	35,1	37,3	(5,9)%



• A capacidade instalada em renováveis no 3T05 totalizou os 154 MW, representando um aumento de 29 MW face ao 3T04. Esta variação ficou a dever-se à entrada em funcionamento do parque eólico da Serra do Açor (+20 MW - 4T04), ao reforço de potência de Vila Nova I (+6 MW - Abr05) e também à antecipação da entrada em serviço do reforço de potência de Fonte da Quelha/Alto Talefe (+3 MW - Set05).

• A energia produzida nos 9M05 alcançou os 265 GWh, o que representa um crescimento de cerca de 50% face aos 9M04, tendo beneficiado não só do aumento de capacidade mas também de um aumento do factor de utilização, para 25% nos 9M05 dos 23% no período homólogo.

• A Margem Bruta aumentou quase 60%, de €13,8M nos 9M04 para €21,6M nos 9M05. No entanto, o EBITDA cresceu apenas 18%, para €14,3M nos 9M05, devido a um aumento dos custos operacionais, principalmente explicado por:

– um aumento nos custos com FSEs devido a (i) um acréscimo de €0,2m nos 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 €1,2m relacionado com serviços cobrados 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 e; (iii) +€1,4m respeitantes a despesas de instalação de imobilizado em curso em 2005⁽¹⁾;

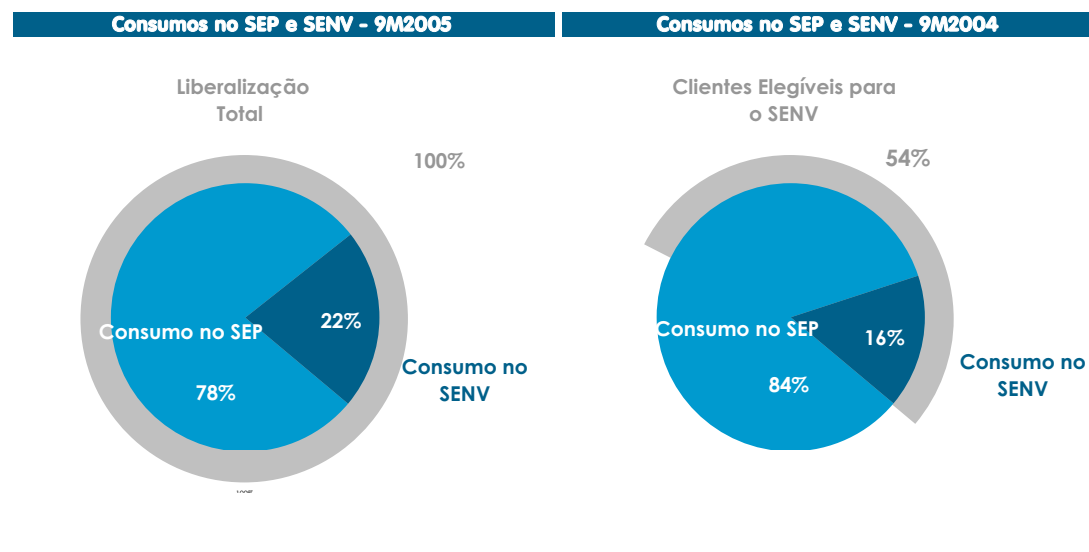
– um aumento nos custos com Rendas dos Centros Electroprodutores como consequência de um maior output gerado pelos parques eólicos, dado que estas dizem respeito a um encargo variável, sobre a forma de uma percentagem da energia vendida, paga a autarquias e proprietários dos terrenos.

• O investimento no período totalizou os €35,1M e foi maioritariamente dedicado a nova capacidade eólica. O investimento financeiro de €18,1M está relacionado com a aquisição da EASA (53 MW de projectos eólicos em construção) no 1T05 que continua sujeita à aquisição da Autoridade da Concorrência Portuguesa. Os restantes €17,0M incluem investimentos feitos nos parques Vila Nova I (20 MW) e Serra do Açor (20 MW), que entraram em funcionamento ainda em 2004, assim como nos reforços de potência de Vila Nova I (6 MW) e Fonte da Quelha/Alto Talefe (3 MW), que entraram em funcionamento em Abril e Setembro de 2005. A Enernova já deu também início ao investimento no reforço de potência de Pena Suar (+6 MW - Dez2005), e no parque eólico da Madrinha (+10 MW - 1S06).

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

⁽¹⁾ De acordo com as normas IAS/IFRS, as despesas de instalação de imobilizado em curso não são capitalizadas e por isso são levadas a custo do período (no ano passado não havia imobilizado em curso por esta data)

Electricidade Distribuída (GWh)	9M2005	9M2004	Δ%
Electricidade Entregue na Distribuição	34.963	32.780	6,7%
Vendas a centrais do Grupo EDP	(9)	(10)	12,1%
Consumos próprios da distribuição	(20)	(25)	18,0%
Perdas da distribuição	(2.666)	(2.525)	-5,6%
Total das Vendas de Electricidade ⁽¹⁾	32.268	30.220	6,8%
Vendas de Electricidade - SEP ⁽²⁾	25.300	25.330	-0,1%
MAT (Muito Alta Tensão)	929	892	4,2%
AT (Alta Tensão)	3.780	3.101	21,9%
MT (Média Tensão)	3.881	4.953	-21,7%
BTE (Baixa Tensão Especial)	1.836	2.387	-23,1%
BT (Baixa Tensão)	13.878	13.071	6,2%
IP (Iluminação Pública)	996	926	7,5%
Vendas de Electricidade - SENV ⁽³⁾	6.968	4.891	42,5%
EDP	4.566	3.204	42,5%
MAT (Muito Alta Tensão)	30	-	-
AT (Alta Tensão)	51	20	158,5%
MT (Média Tensão)	4.032	3.182	26,7%
BTE (Baixa Tensão Especial)	453	2	-
Outros	2.403	1.687	42,5%
AT (Alta Tensão)	36	18	100,6%
MT (Média Tensão)	2.199	1.667	31,9%
BTE (Baixa Tensão Especial)	167	2	-
Número de Consumidores ⁽⁴⁾	9M2005	9M2004	Δ
Consumidores SEP ⁽²⁾	5.871.709	5.779.705	92.004
MAT (Muito Alta Tensão)	16	19	(3)
AT (Alta Tensão)	151	147	4
MT (Média Tensão)	16.640	18.292	(1.652)
BTE (Baixa Tensão Especial)	21.946	28.163	(6.217)
BT (Baixa Tensão)	5.787.725	5.689.662	98.063
IP (Iluminação Pública)	45.231	43.422	1.809
Consumidores no SENV ⁽³⁾	12.956	3.362	9.594
EDP	9.357	2.458	6.899
MAT (Muito Alta Tensão)	5	-	5
AT (Alta Tensão)	9	1	8
MT (Média Tensão)	3.323	2.105	1.218
BTE (Baixa Tensão Especial)	6.020	352	5.668
Outros	3.599	904	2.695
AT (Alta Tensão)	3	1	2
MT (Média Tensão)	1.651	782	869
BTE (Baixa Tensão Especial)	1.945	121	1.824
Número de Consumidores	5.884.665	5.783.067	101.598
Var. Anual (%)			1,8%



• A procura de electricidade registou um crescimento anual de 6,8%, para 32,3 TWh. O consumo beneficiou de um Inverno rigoroso e de um Verão particularmente quente (1,0 p.p.), bem como das compras de energia dos cogeneradores (3,3 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. Adicionalmente, o crescimento do consumo de electricidade em Portugal tem beneficiado do facto de o consumo de electricidade per capita estar cerca de 34% abaixo da média Europeia, esperando-se assim ainda algum "efeito de convergência".

• As vendas de energia no sistema vinculado, que representaram 78% da electricidade distribuída em Portugal, permaneceram estáveis nos 25,3 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 21,7% e 23,1%, respectivamente – foi 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 4,2%) 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 2,8% no período:

(a) Os proveitos permitidos para o Uso da Rede de Distribuição (URD) aumentaram 1,9%, sendo que o aumento na electricidade distribuída mais do que compensou a redução de 4% do proveito médio unitário para esta actividade;

(b) Os proveitos permitidos para as actividades de Comercialização de Redes (CREDES) e Comercialização no SEP (CSEP), diminuíram 20% devido: (i) a uma redução na taxa de remuneração dos activos regulados de 9,0% para 8,5%; (ii) a uma redução de 13,8% nos custos da estrutura comercial; e (iii) a uma menor base de activos regulada afectada à actividade de CREDES, devido à re-alocação de subsídios ao investimento da actividade de URD para a CREDES aquando da revisão tarifária para o ano 2005 (sem impacto no valor total dos activos afectos às 3 actividades reguladas);

(c) Os proveitos permitidos para os 9M2005 incluem também €28,3M relativos à recuperação (pelas tarifas) dos custos incorridos com o Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) na EDPD.

• Os custos com compras de electricidade aumentaram 12,4% no período, devido a: (i) um aumento de 6,8% da electricidade distribuída; e (ii) um aumento médio de 44% na tarifa do Uso Global do Sistema (UGS) – no seguimento da revisão tarifária para o ano 2005 e resultado de um aumento da Produção em Regime Especial – que se reflectiu num aumento de €95M dos custos com esta actividade (um "pass-through" para a tarifa);

Vendas de Electric. & Mg. Bruta (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
MAT (Muito Alta Tensão)	42,1	37,0	13,8%
AT (Alta Tensão)	195,5	146,5	33,4%
MT (Média Tensão)	323,1	370,8	-12,8%
BTE (Baixa Tensão Especial)	179,7	229,7	-21,8%
BT (Baixa Tensão)	1.830,3	1.797,2	1,8%
IP (Iluminação Pública)	71,3	77,6	-8,0%
Descontos de Interruptibilidade	(26,2)	(21,7)	-20,6%
Descontos de Correção Tarifária	0,0	(0,4)	-
Vendas de Electricidade - SEP	2.615,8	2.636,7	-0,8%
Vendas de Electricidade - SENV	159,9	90,9	75,8%
Vendas de Electricidade	2.775,7	2.727,6	1,8%
Compras de Electricidade	1.937,0	1.723,6	12,4%
Margem Bruta de Electricidade	838,7	1.004,0	-16,5%

Diferença Tarif. a Recuperar/(Devolver) (€M)	9M2005	9M2004	Δ%
Proveitos Permitidos	909,4	935,4	-2,8%
Margem Bruta de Electricidade	838,7	1.004,0	-16,5%
Diferença Tarif. a Recuperar/(Devolver) (€M)	70,7	(68,7)	-

Proveitos Permitidos (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
Proveito Unitário URD: AT/MT (€ / MWh)	8,3	9,5	-12,8%
Energia entregue em AT/MT (GWh)	32.421	30.435	6,5%
Proveitos permitidos URD: BT (€ / MWh)	24,5	23,9	2,6%
Energia entregue em BT (GWh)	17.330	16.388	5,7%
Proveitos permitidos para a actividade de URD	692,2	679,6	1,9%
Valor médio dos activos afectos à CREDES (liqº de amortiz.)	208,2	252,1	-17,4%
Remuneração para os activos afectos à CREDES (%)	8,5	9,0	-5,6%
Amortizações dos activos afectos à CREDES	35,7	52,8	-32,3%
Custos anuais de estrutura comercial afectos à CREDES	43,9	45,5	-3,4%
Proveitos permitidos para a actividade de CREDES	97,4	120,9	-19,5%
Valor médio dos activos afectos à CSEP (liqº de amortiz.)	36,7	35,4	3,9%
Remuneração para os activos afectos à CSEP (%)	8,5	9,0	-5,6%
Amortizações dos activos afectos à CSEP	4,9	6,6	-25,8%
Custos anuais de estrutura comercial afectos à CSEP	50,7	64,2	-21,1%
Proveitos permitidos para a actividade de CSEP	58,7	74,0	-20,7%
Ajust. tarifário relativo ao ano t-2 para URD	10,1	(5,5)	-
Ajust. tarifário relativo ao ano t-2 para CREDES	1,0	0,5	95,8%
Ajust. tarifário relativo ao ano t-2 para CSEP	1,1	0,3	-
Ajust. tarif. ano t-2 para URD, CSEP e CREDES	12,2	(4,7)	-
Ajust. tarifário ano t-2 na Compra/Venda de Energia	(5,3)	16,0	-
Ajust. tarifário ano t-1 na Compra/Venda de Energia	25,9	49,6	-47,7%
Ajust. tarif. anos t-1 & t-2 na Compra e Venda de Energia	20,7	65,5	-68,4%
Recuperação Custos PAR	28,3	-	-
Proveitos Permitidos	909,4	935,4	-2,8%

e (iii) a um aumento de €120M nos custos com combustíveis relacionados com uma variação nos ajustamentos trimestrais – nos 9M2005 os ajustamentos nos custos com combustíveis ascenderam a €112M dos quais €32M, relacionados com os segmentos de AT/MT, foram recuperados nas tarifas nos 9M2005 e €80M, relacionados com o segmento de BT, serão passados para as tarifas em 2006.

A margem bruta de electricidade caiu 16,5% no período:

(a) Nos 9M2004, a diferença entre a margem bruta da electricidade e os proveitos permitidos totalizou os €68,7M, que ficaram a dever-se principalmente ao facto da energia em contadores ter sido sobrestimada. No final de 2004 esta situação foi corrigida e a diferença tarifária a ser devolvida à tarifa ascendia a €13,2M, dos quais €7,0M estão a ser devolvidos em 2005 enquanto que os restantes serão devolvidos em 2006.

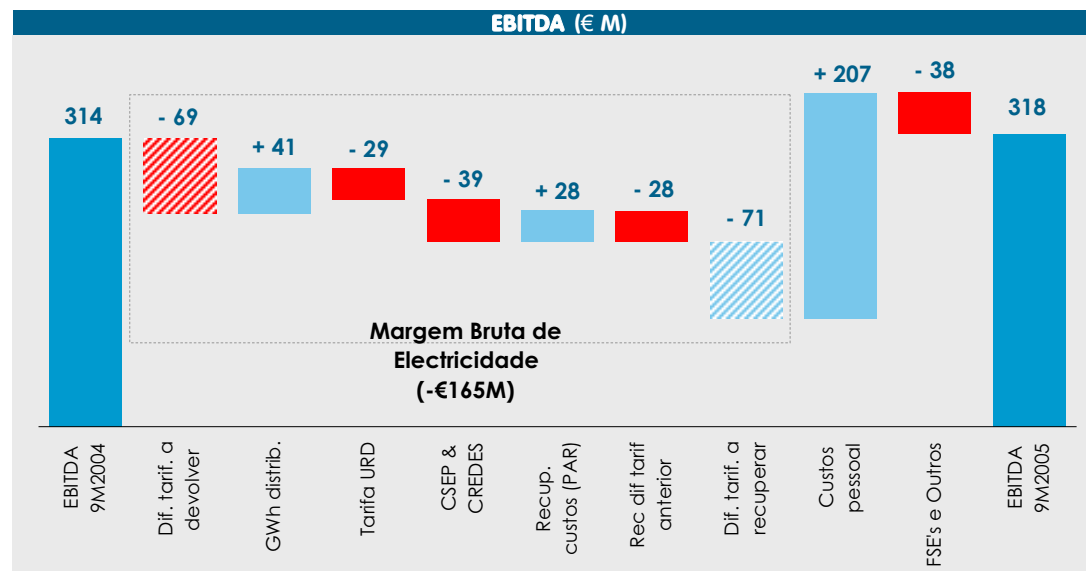
(b) A margem bruta de electricidade nos 9M2005 ficou €70,7M abaixo dos proveitos permitidos para o período devido: (i) ao desvio de €80M acima mencionado nos custos com combustíveis (segmento de BT), a recuperar pelas tarifas em 2006; que foi parcialmente compensado pelo facto da procura real de electricidade ter ficado 3,3% acima da estimada pela ERSE para o período, 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)	9M2005	9M2004	Δ%
Vendas de electricidade	2.775,7	2.727,6	1,8%
Prestação de serviços	21,0	17,3	21,5%
Outras vendas	2,2	1,9	15,0%
Proveitos Operacionais	2.799,0	2.746,8	1,9%
Compras de electricidade	1.937,0	1.723,6	12,4%
Materiais	10,5	10,8	-3,0%
Custos Directos da Actividade	1.947,5	1.734,4	12,3%
Margem Bruta	851,5	1.012,5	-15,9%
Margem Bruta/Proveitos Operacionais	30,4%	36,9%	-6,4p.p.
FSEs Grupo	86,7	75,0	15,6%
FSEs Terceiros	98,3	85,0	15,6%
Custos com o pessoal	141,4	147,4	-4,1%
Custos com benefícios sociais	60,6	261,2	-76,8%
Rendas de concessão	151,1	139,1	8,6%
Outros custos (proveitos) operacionais	(4,3)	(9,2)	53,2%
Custos Operacionais	533,9	698,7	-23,6%
EBITDA	317,6	313,8	1,2%
EBITDA/Proveitos Operacionais	11,3%	11,4%	-0,1p.p.
Amortizações	248,4	243,7	1,9%
Compensação amort. activos subsidiados	(58,1)	(55,3)	-5,1%
EBIT	127,2	125,3	1,5%
EBIT/Proveitos Operacionais	4,5%	4,6%	-0,02p.p.

Número de Empregados	9M2005	9M2004	Δ
Número de Empregados	5.435	5.982	- 547
GWh Distribuído / Trabalhador	5,9	5,1	17,5%

Tempo de Interrupção Equivalente (min.)	9M2005	9M2004	Δ%
Tempo de Interrupção Equivalente	132	149	-11,4%

Investimento Operacional	9M2005	9M2004	Δ%
Rede de distribuição	283,6	272,2	4,2%
Outros investimentos	17,7	21,5	-17,7%
Encargos financeiros capitalizados	8,3	7,3	12,4%
Investimento Operacional	309,6	301,0	2,9%
Subsídios ao investimento - Numerário	61,2	61,8	-1,0%
Subsídios ao investimento - Especie	43,7	46,5	-6,0%
(-) Total de Subsídios ao Investimento	104,9	108,3	-3,1%
Investimento Operacional Líq. de Subs.	204,7	192,7	6,2%



• Os FSEs prestados por empresas do Grupo aumentaram 15,6% no período, devido a um aumento nos custos de gestão cobrados pela EDP S.A. (+€10,4M) – no seguimento da implementação da nova política do Grupo de imputar às unidades de negócio os custos respeitantes a serviços prestados pela empresa mãe – e pela EDP Valor (€+1,4M).

• Os FSEs prestados por entidades externas aumentaram 15,6% reflectindo: (i) um aumento de €4,6M em despesas de instalação com o re-branding da rede de lojas da EDPD; (ii) a contabilização dos FSEs prestados pela Edinfor enquanto “terceiros” (€5,8M) na sequência da venda de uma participação de 60% nesta empresa à LogicaCMG; e (iii) a um aumento de €1,3M nos custos de conservação e reparação devido ao elevado número de trabalhos de reparação efectuados na sequência da vaga de incêndios deste Verão bem como ao recurso à contratação externa causada pela redução do número de empregados.

• Os custos com pessoal diminuíram 4,1% no período, traduzindo: (i) uma redução de 547 trabalhadores, dos quais 450 deixaram a EDPD no último trimestre de 2004 e 97 durante os 9M2005; (ii) um aumento médio dos salários de 2,9% e; (iii) uma redução de €8,4M nos custos com indemnizações (€10,1M nos 9M2004 referentes a 49 rescisões por mútuo acordo). A redução do número de trabalhadores nos 9M2005 inclui a transferência de 81 empregados para a EDP Valor.

• Os custos com benefícios sociais caíram €201M no período, devido à contabilização, nos 9M2004 de: (i) um custo de €87M (VAL) relacionado com o PAR* do ano 2003; (ii) um custo de €105M relacionado com o PAR* nos 9M2004; e (iii) incentivos de €10,1M relacionados com o programa de “reforma flexível” (nos 9M2004, 445 pré-reformados aceitaram a antecipação à idade da reforma).

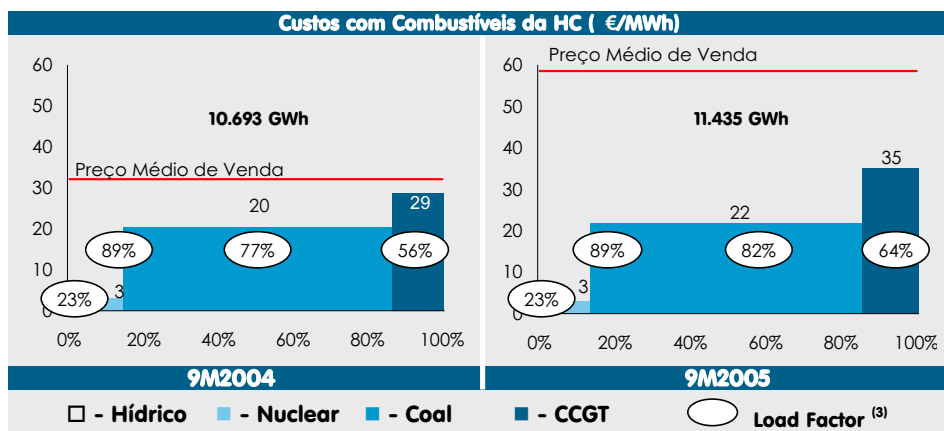
• O investimento operacional na rede de distribuição aumentou 4,2% no período, o que em conjunto com condições meteorológicas favoráveis, e apesar das interrupções causadas pelos incêndios de Verão (9 min.), possibilitou uma melhoria de 11,4% no TIE, de 149 min. nos 9M2004 para 132 min. nos 9M2005.

HC Energia - Produção & Comercialização



Balço Energético em Espanha (GWh)	9M2005	9M2004	Δ%
Hídrica	15.441	23.753	-35,0%
Nuclear	41.233	48.253	-14,5%
Térmica (Clássica)	65.270	62.320	4,7%
CCGT	35.595	20.344	75,0%
(-) Auto-consumos e bombagem	(12.019)	(9.795)	-22,7%
Produção Convencional	145.520	144.876	0,4%
Regime Especial	38.640	33.340	15,9%
Importação / (Exportação)	309	(2.848)	-
Consumo Referido à Emissão	184.469	175.367	5,2%

Fonte: REE



Produção Líq ^a de Electricidade da HC (GWh)	9M2005	9M2004	Δ%
Hidroeléctrica	654	649	0,7%
Nuclear	913	907	0,7%
Aboño	5.014	5.088	-1,5%
Soto de Ribera	3.223	2.632	22,5%
Termoeléctrica (clássica)	8.237	7.720	6,7%
CCGT Castejón	1.631	1.417	15,1%
Produção Total	11.435	10.693	6,9%
Bombagem	(133)	(70)	-90,3%
Energia entregue na Pool	11.302	10.623	6,4%
Quota de Mercado da HC	7,3%	7,3%	-0,0p.p.

Produção - Preços Venda e Custos Comb.	9M2005	9M2004	Δ%
Preço Médio de Venda da HC (€/MWh) ⁽¹⁾	58,6	32,2	82,2%
Custo Médio dos Combustíveis (€/MWh) ⁽²⁾	22,2	20,0	11,0%

Comercialização - Vendas Energia a Clientes	9M2005	9M2004	Δ%
Electricidade Fornecida (GWh)	4.041	3.353	20,5%
Vendas de Electricidade (€ M)	212,8	185,6	14,6%
Número de Clientes	10.744	4.630	132,1%

Margem Bruta (Produção + Comercialização)	9M2005	9M2004	Δ%
Proveitos Operacionais	914,7	573,6	59,5%
Custos Directos da Actividade	594,7	382,8	55,4%
Margem Bruta	320,0	190,8	67,7%

• O mercado espanhol continuou a demonstrar um forte crescimento na procura de electricidade, com um aumento de 5,2% face aos 9M2004, ou 3,3% quando corrigido dos efeitos de temperatura e dias úteis. A produção de electricidade da HC aumentou 6,9% no seguimento de: i) um aumento generalizado da produção das centrais termoeléctricas num período extremamente seco (coeficiente de hidraulicidade de 0,44 vs. 0,82 nos 9M2004); ii) uma menor utilização do grupo Aboño 2 (536 MW) devido a paragens para reparações no 1T2005; e iii) uma paragem programada no grupo Soto II (236 MW), no 2T2005, devido à revisão geral tri-anual.

• A margem bruta da actividade de Produção e Comercialização aumentou 67,7% nos 9M2005, em resultado: i) do forte aumento do preço médio de venda para a pool da actividade de Produção, com um impacto positivo de €303M; ii) do aumento marginal do custo médio com combustíveis por MWh, com um impacto negativo de €25M; iii) de uma provisão de €23M relacionada com o consumo em excesso de licenças de CO₂ num período extremamente seco; iv) do aumento do preço médio de compra na pool da actividade de Comercialização (-€121M na margem bruta); e v) do facto que nos 9M2004 a HC conseguiu recuperar €8,8M de CTCs.

• Os preços médios da pool espanhola continuaram a apresentar níveis elevados, €60,7/MWh nos 9M2005 vs. €34,1/MWh nos 9M2004, 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 (€165,7M estimados para os 9M2005). Seguindo o mesmo procedimento contabilístico do 1S2005, este montante não foi deduzido às vendas, tendo sido contabilizado como um activo a receber devido à elevada probabilidade da sua recuperação.

• O custo médio com combustíveis por MWh suportado pela HC aumentou 11,0% face aos 9M2004, 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 Setembro de 2005, a HC conseguiu reduzir o custo médio unitário das suas centrais a carvão em 7%.

• As emissões de CO₂ das centrais térmicas da HC alcançaram as 9,7M de toneladas nos 9M2005. Devido a um período extremamente seco, o que originou uma maior utilização das centrais térmicas, as emissões de CO₂ ultrapassaram em 1,0M de toneladas o consumo previsto de licenças para o período. Para este efeito a HC contabilizou €23M de provisão nos custos directos. Para o período 2005-2007, a HC tem licenças de CO₂ correspondentes a 34,7M de toneladas.

⁽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 serviços de uma central em relação ao número de horas do período.

Distrib. Electricidade (GWh)	9M2005	9M2004	Δ%
Baixa Tensão	1.727	1.664	3,8%
Média Tensão	829	777	6,7%
Alta Tensão	4.355	4.245	2,6%
Electricidade Distribuída	6.911	6.686	3,4%
dos quais: clientes acesso	1.157	1.033	12,0%

Distrib. Electricidade (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
Transmissão	5,7	5,8	-0,1%
Distribuição	72,3	70,5	2,5%
Comercialização	5,6	5,4	3,1%
Proveito Permitido	83,6	81,7	2,3%

Consumidores Distribuição Electricidade

9M04	570.908
9M05	584.678

Os proveitos regulados da actividade de **Distribuição de Electricidade** apresentaram um crescimento de 2,3% 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 2005, dos €2.942,7M atribuídos à actividade de distribuição de electricidade, €93,7M ou 3,2% foram atribuídos à HC.

Distribuição Gás (GWh) ⁽¹⁾	9M2005	9M2004	Δ%
Gás distrib. a clientes directos	5.431	5.552	-2,2%
Gás distrib. a clientes acesso	10.892	11.013	-1,1%
Gás Distribuído	16.322	16.565	-1,5%

Distribuição Gás (€ M) ⁽¹⁾	9M2005	9M2004	Δ%
Transmissão	8,8	8,1	8,1%
Distribuição	81,8	72,5	12,9%
Comercialização	8,0	8,3	-3,2%
Proveito Permitido	98,6	88,9	10,9%

Consumidores Distribuição de Gás

9M04	567.374
9M05	607.650

Gás Comercializado (GWh)	9M2005	9M2004	Δ%
Gás Comercializado	8.107	6.203	30,7%

Vendas de Gás (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
Vendas de Gás	120,9	79,6	51,9%

Clientes Comercialização de Gás

9M04	1.427
9M05	47.964

O **consumo no sector do gás em Espanha** aumentou 20% nos 9M2005, principalmente devido a uma maior procura por parte do sector eléctrico, que foi responsável por 78% deste aumento, causada pelo aumento da electricidade produzida com base na tecnologia CCGT durante este período de seca. Excluindo o sector eléctrico, a procura convencional de gás aumentou 5,4% no período devido ao aumento do número de clientes, principalmente no segmento liberalizado.

O volume de **Gás Distribuído** pela HC diminuiu 1,5% e o número de consumidores aumentou 7,1% (+40.276 consumidores face aos 9M2004). A queda nos volumes distribuídos é explicada por um pico extraordinário na procura gás no 3T2004, relacionado com o sector eléctrico. Relativamente aos proveitos permitidos, de acordo com a Ordem Ministerial que define o proveito permitido para as actividades reguladas do sector do gás para 2005, dos €1.179,7M atribuídos à actividade de distribuição de gás, €120,8M ou 10% foram atribuídos à Naturgas e suas subsidiárias (€108,9 milhões se considerarmos o método de consolidação das subsidiárias da Naturgas).

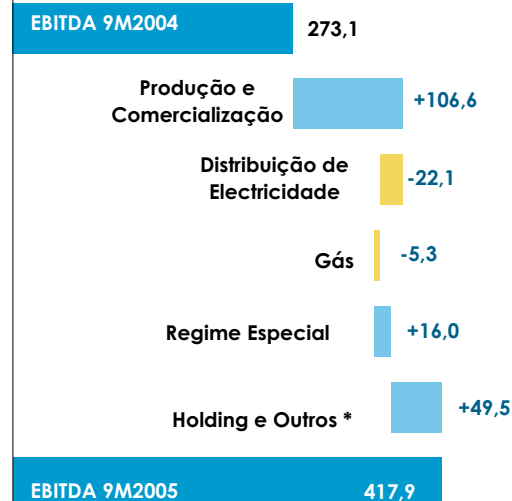
A **Comercialização de Gás** a clientes liberalizados aumentou 30,7%, reflectindo o forte aumento do número de clientes (33 vezes face aos 9M2004), fruto do sucesso da oferta dual-fuel (electricidade e gás) lançada no 2T2005. Esta estratégia, para além de aumentar a base de clientes da HC, está a permitir manter os clientes que optam por mudar do mercado regulado para o mercado não regulado. A HC aumentou a sua quota no mercado liberalizado (excluindo a comercialização para o sector eléctrico), de 4% nos 9M2004 para 5% nos 9M2005.

As vendas da HC a clientes finais, considerando o **mercado de gás regulado e liberalizado**, totalizaram os 13.538 GWh, um aumento de 15% face aos volumes dos 9M2004. Assim, a quota de mercado da HC no retalho do gás em Espanha aumentou para 7% nos 9M2005, de 6% nos 9M2004 (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		
	9M2005	9M2004	Δ%	9M2005	9M2004	Δ%	9M2005	9M2004	Δ%	9M2005	9M2004	Δ%
Receitas	914,7	573,6	59,5%	476,6	314,8	51,4%	549,8	459,6	19,6%	84,6	37,9	123,4%
Custos Directos	594,7	382,8	55,4%	387,7	227,4	70,5%	431,0	343,7	25,4%	35,0	17,5	100,6%
Margem Bruta	320,0	190,8	67,7%	88,9	87,4	1,7%	118,7	115,9	2,4%	49,5	20,4	142,9%
Margem Bruta/Receitas	35,0%	33,3%	1,7 p.p.	18,7%	27,8%	-9,1 p.p.	21,6%	25,2%	-3,6 p.p.	58,6%	53,9%	4,7 p.p.
Custos com o pessoal	28,4	28,9	-1,6%	17,5	15,3	13,9%	14,4	12,1	19,4%	4,5	3,3	37,6%
Outros custos (Liq.)	47,7	24,6	93,9%	37,3	15,9	135,2%	23,6	17,9	32,0%	13,2	1,3	893,5%
Custos Operacionais	76,1	53,4	42,3%	54,8	31,2	75,5%	38,0	30,0	26,9%	17,7	4,6	284,6%
EBITDA	243,9	137,4	77,6%	34,1	56,2	-39,2%	80,7	86,0	-6,2%	31,8	15,8	101,6%
EBITDA/Receitas	26,7%	23,9%	2,7 p.p.	7,2%	17,8%	-10,7 p.p.	14,7%	18,7%	-4,0 p.p.	37,6%	41,7%	-4,1 p.p.
Amortizações	71,4	70,9	0,7%	23,6	22,7	4,3%	24,2	22,9	5,2%	19,1	7,8	144,8%
Comp. amort. activos subsidiados	(0,1)	(0,1)	0,0%	(1,5)	(1,3)	-16,5%	(1,2)	(1,1)	-9,9%	(0,2)	(0,1)	-9,2%
EBIT	172,6	66,6	159,4%	12,0	34,8	-65,6%	57,8	64,1	-10,0%	12,8	8,1	58,2%
EBIT/Receitas	18,9%	11,6%	7,3 p.p.	2,5%	11,0%	-8,5 p.p.	10,5%	14,0%	-3,4 p.p.	15,2%	21,4%	-6,2 p.p.
Investimento Operacional	20,6	16,0	28,6%	29,2	25,0	16,8%	22,4	38,0	-40,9%	111,6	110,0	1,5%
# empregados	602	608	-1,0%	376	359	4,7%	300	296	1,4%	141	117	20,5%

Δ Anual (Milhões €)



Produção e Comercialização: O EBITDA da actividade de produção e comercialização de electricidade aumentou 77,6% explicado por um forte aumento da margem bruta. Os custos operacionais foram influenciados por i) custos anteriormente contabilizados ao nível da holding que agora são imputados a cada actividade (€13,2M na Produção e Comercialização); ii) €13,2M de provisões genéricas para cobrir custos afundados (capitalizados como activos) em novos projectos de geração e possíveis desvios de liquidações com a OMEL; e iii) custos de comercialização mais elevados relacionados com promoções de marketing e melhoria dos serviços de call centre (€3,4M).

Distribuição de Electricidade: O aumento do proveito permitido atribuído à HC, reconhecido na tarifa de 2005, contribuiu para o crescimento de 1,7% da margem bruta desta actividade. Os custos operacionais foram influenciados por realocações de custos intra-grupos relacionados com i) custos anteriormente contabilizados ao nível da holding que agora são imputados a cada actividade (€11,7M na Distribuição); e ii) custos mais elevados (+€5,0M) associados à prestação de serviços comerciais por parte da actividade de Comercialização à actividade de Distribuição, iniciado em 2004.

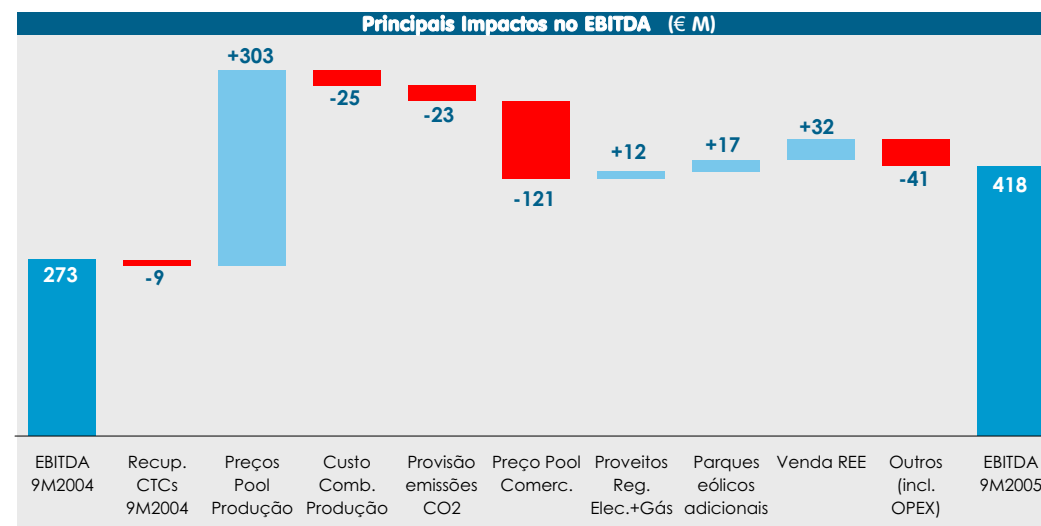
Gás: Nos 9M2005, a margem bruta aumentou 2,4% no seguimento de um aumento de 10,9% nos proveitos permitidos e de uma queda na margem da actividade de comercialização devido à alta dos preços de petróleo. É importante referir que a maior parte do EBITDA da Naturgas (90%) provém da actividade de distribuição regulada, dando assim origem a cash-flows operacionais estáveis. Durante os 9M2005, 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 €4,0M nos custos operacionais. Os custos foram também influenciados pelo aumento das taxas locais, devido a um maior volume de vendas (€1,2M).

Regime Especial: A produção líquida aumentou 146%, para os 807 GWh, devido ao aumento na capacidade instalada, de 161 MW nos 9M2004 para os 389 MW nos 9M2005 (+167 MW em eólicos, +39 MW em resíduos, +18 MW em cogeração e +4 MW em biomassa). Em Julho de 2005, os parques eólicos Las Lomillas (50 MW – 50% detido pela Genesa) e La Sotenera (19 MW) deram início à sua actividade, aumentando a capacidade instalada em tecnologia eólica para os 266 MW e contribuindo também para o forte crescimento na produção eólica, de 146 GWh nos 9M2004 para os 357 GWh nos 9M2005. Em consequência, a margem de vendas de electricidade do regime especial aumentou, de €16,1M nos 9M2004 para os €46,1M nos 9M2005. Até ao final de 2005, é esperado que os parques eólicos La Brújula (74 MW) e El Boquerón (22 MW) entrem em funcionamento. É esperado um aumento da contribuição desta área de negócio que tem um perfil de tarifa estável.

Demonstração de Resultados (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
Volume de Negócios	1.896,6	1.280,3	48,1%
Custos Directos da Actividade	1.308,7	851,3	53,7%
Margem Bruta	587,9	429,1	37,0%
Margem Bruta / Proveitos	31,0%	33,5%	-2,5 p.p.
Fornecimentos e serviços externos	79,0	63,5	24,4%
Custos com o pessoal e benefícios sociais	84,8	72,7	16,6%
Outros custos (ou proveitos) operacionais	6,2	19,7	-68,7%
Custos Operacionais	170,0	155,9	9,0%
EBITDA	417,9	273,1	53,0%
EBITDA/Proveitos	22,0%	21,3%	0,7 p.p.
Amortizações	144,3	127,0	13,5%
Compensação amort. activos subsid.	(3,0)	(2,6)	-12,6%
EBIT	276,6	148,7	86,0%
EBIT/Proveitos	14,6%	11,6%	3,0 p.p.
Resultados Financeiros	(47,6)	(56,0)	15,0%
Resultados antes de impostos	229,0	92,7	147,0%
Impostos	76,2	34,8	119,2%
Interesses Minoritários	11,9	12,6	-5,8%
Resultado Líquido	140,9	45,4	210,5%

Investimento Operacional (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
Investimento recorrente	75,7	88,9	-14,8%
Investimento não-recorrente	111,7	101,9	9,6%
(-) Subsídios	(12,9)	(7,5)	-72,1%
Investimento Operacional	174,5	183,3	-4,8%

Número de Empregados	9M2005	9M2004	Δ
Número de Empregados	1.656	1.606	+50



O EBITDA consolidado nos 9M2005 aumentou 53% no seguimento:

i) de um forte aumento da margem bruta, com uma contribuição de 81% das actividades de produção e comercialização, enquanto que o regime especial contribuiu com 18%, a actividade do gás com 2% e a actividade de distribuição de electricidade com 1%;

ii) de um aumento dos fornecimentos e serviços externos relacionados com o aumento da capacidade em regime especial (+€8,8M);

iii) de um aumento dos custos de marketing (+€7,4M) nas actividades de Comercialização e Gás, relacionado com a alteração da imagem comercial, com o lançamento de novas ofertas de marketing e com publicidade;

iv) de um aumento de €12,1M nos custos com pessoal explicado pelo aumento salarial de 2005, por um maior número de trabalhadores (principalmente na actividade de Regime Especial) e pela criação de uma provisão de €4,2M para custos com reestruturação de pessoal;

v) de €13,2M de provisões genéricas para cobrir custos afundados relacionados com novos projectos de capacidade de produção e possíveis desvios em liquidações com a OMEL (incluído em "Outros custos/proveitos operacionais");

vi) de uma mais-valia de €31,9M respeitante à venda da participação de 3% na REE, por €76M em Abril de 2005 (incluída em "Outros custos/proveitos operacionais").

- Os resultados financeiros melhoraram 15% principalmente devido a uma redução de 18% dos juros líquidos para €48,1M, reflectindo a substituição da dívida externa da HC por suprimentos com a EDP (€1.240M a Setembro de 2005), com um custo de financiamento inferior.

- O Resultado líquido triplicou no período, em comparação com os 9M2004, alcançando os €140,9M, reflectindo a boa performance operacional e a mais-valia na venda da REE.

Vendas de Energia & Margem Bruta

Bandeirante

9M2005	9M2004	Δ%
--------	--------	----

Escelsa

9M2005	9M2004	Δ%
--------	--------	----

Enersul

9M2005	9M2004	Δ%
--------	--------	----

Total de Electricidade distribuída no mercado Brasileiro (GWh)

Distribuição (GWh)	Electricidade entregue na distribuição	10.289	10.053	2,3%
	Perdas da distribuição	(1.032)	(888)	16,2%
	Residencial	1.737	1.784	-2,6%
	Industrial	2.736	3.307	-17,3%
	Comercial	989	935	5,8%
	Outros	629	735	-14,5%
	Distribuidoras	-	-	-
	Venda de electricidade a clientes	6.091	6.760	-9,9%
	Electricidade distribuída a clientes de acesso	3.166	2.404	31,7%
	Total Distribuído	9.257	9.165	1,0%

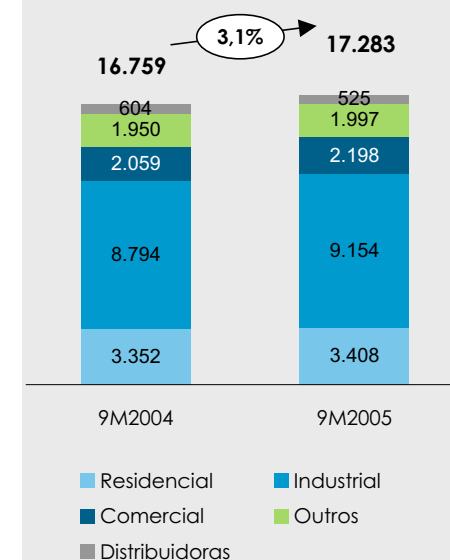
6.561	6.124	7,1%
(872)	(782)	11,5%
979	894	9,5%
1.702	1.853	-8,1%
629	576	9,1%
652	626	4,0%
218	227	-3,9%
4.180	4.177	0,1%
1.510	1.165	29,6%
5.690	5.342	6,5%

2.953	2.685	10,0%
(617)	(433)	42,7%
692	674	2,6%
364	440	-17,3%
449	430	4,4%
556	567	-2,0%
3	10	-75,3%
2.063	2.121	-2,8%
273	131	108,8%
2.336	2.252	3,7%

Margem Bruta (R\$ M)	Residencial	572,0	537,6	6,4%
	Industrial	531,1	542,5	-2,1%
	Comercial	277,6	245,6	13,0%
	Outros	133,7	136,0	-1,7%
	Distribuidoras	-	-	-
	Vendas de electricidade ⁽¹⁾	1.514,4	1.461,8	3,6%
	Electricidade distribuída a clientes de acesso	163,9	81,9	100,2%
	Proveitos de electricidade	1.678,3	1.543,6	8,7%
	Outras Receitas	(83,9)	(89,7)	6,4%
	Receitas Totais	1.594,4	1.454,0	9,7%
	(-) Custos directos da actividade	1.026,2	1.003,5	2,3%
	Margem Bruta	568,2	450,4	26,1%
Tarifa Média ao cliente (R\$/MWh)				
		248,6	216,2	15,0%

275,9	246,8	11,8%
260,9	249,9	4,4%
167,7	145,2	15,5%
117,4	108,2	8,4%
22,4	21,2	5,4%
844,3	771,4	9,4%
96,0	63,1	52,1%
940,3	834,5	12,7%
1,1	(35,4)	-
941,4	799,0	17,8%
582,6	568,9	2,4%
358,8	230,2	55,9%

241,2	194,1	24,3%
86,7	84,0	3,1%
154,6	120,9	27,9%
129,8	101,8	27,5%
0,0	2,0	-98,2%
612,4	502,8	21,8%
24,5	7,3	233,7%
636,8	510,1	24,8%
(18,2)	(5,8)	-215,4%
618,6	504,4	22,7%
312,2	294,9	5,9%
306,5	209,5	46,3%



• A distribuição de electricidade efectuada pela Energias do Brasil aumentou 3,1% influenciada pelo crescimento de 6,5% e 3,7% do consumo da Escelsa e da Enersul. O consumo destas áreas de concessão foi impulsionado por um forte crescimento económico e por um aumento no número de clientes, principalmente devido ao programa de ligação universal – “Universalização” – do consumo a todos os clientes de baixa tensão. Na Bandeirante, o consumo aumentou 1,0% no seguimento de uma redução no segmento residencial, compensada pelo aumento nos segmentos comercial e industrial (clientes cativos + livres), resultante de um crescimento económico mais elevado na região de São Paulo.

• A margem bruta da **Bandeirante** aumentou 26,1%, no seguimento do aumento médio de 15,95% das tarifas, concedido no ajustamento tarifário de Outubro de 2004 e de um custo com compras de electricidade menor do que o montante reconhecido no ajustamento tarifário de 2004 (R\$54M de diferença). Em Outubro de 2005, a ANEEL definiu uma variação de -8,86% no processo de ajustamento tarifário anual, que reflecte: i) -5,56% que correspondem 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 Out.2004 tinha sido provisoriamente corrigido para 10,51%), em resultado da revisão definitiva da Base de Remuneração Regulatória da Bandeirante (definida em R\$998M), da taxa de amortização e dos custos operacionais aceites, para o período entre Outubro de 2003 e Outubro de 2007; ii) -7,66% que reflectem a variação, nos últimos doze meses, dos custos não controláveis (Parcela A) e o ajustamento dos custos controláveis (Parcela B) à inflação; e iii) +4,36% que correspondem à recuperação de custos incorridos no passado que não obtiveram cobertura.

• A margem bruta da **Escelsa** aumentou 55,9% devido a um aumento de 6,5% no consumo, ao aumento de 4,96% concedido às tarifas no processo de revisão em Agosto de 2004 e ao aumento de 4,93% concedido às tarifas no processo de reajustamento em Agosto de 2005. É importante notar que em Agosto de 2005, a ANEEL corrigiu o aumento da tarifa de 2004, de 4,96% para 7,21%, de forma a considerar a Base de Activos Regulatórios final (R\$928M), a taxa de amortização e os custos aceites, para o período de Agosto de 2004 a Agosto de 2007. Adicionalmente, a Escelsa beneficiou de um custo com compras de electricidade menor do que aquele reconhecido na revisão tarifária (R\$30M de diferença).

• A margem bruta da **Enersul** aumentou 46,3%, beneficiando de um crescimento do consumo de 3,7% e de um aumento médio das tarifas de 20,69% concedido no ajustamento tarifário de Abril de 2005. É importante referir que, este ajustamento inclui a correcção positiva do aumento da tarifa concedido através da revisão de 2003, de 42,26% para 50,81%, de forma a considerar a Base de Activos Regulatórios final (R\$782M), a taxa de amortização e os custos aceites, para o período entre Abril de 2003 e Abril de 2008.

⁽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		
	9M2005	9M2004	△%	9M2005	9M2004	△%	9M2005	9M2004	△%	9M2005	9M2004	△%
Proveitos Operacionais	1.594,4	1.454,0	9,7%	941,4	799,0	17,8%	618,6	504,4	22,7%	348,3	286,3	21,7%
Custos Directos da Actividade	1.026,2	1.003,5	2,3%	582,6	568,9	2,4%	312,2	294,9	5,9%	207,6	177,2	17,1%
Margem Bruta	568,2	450,4	26,1%	358,8	230,2	55,9%	306,5	209,5	46,3%	140,8	109,1	29,1%
Margem Bruta/Proveitos	35,6%	31,0%	4,7 p.p.	38,1%	28,8%	9,3 p.p.	49,5%	41,5%	8,0 p.p.	40,4%	38,1%	2 p.p.
Fornecimentos e serviços externos	84,4	77,2	9,2%	54,7	40,9	33,5%	43,6	31,6	38,0%	31,7	35,5	-10,7%
Custos com pessoal e benef. sociais	76,4	71,7	6,5%	56,6	56,9	-0,4%	45,6	44,9	1,4%	3,1	4,5	-30,4%
Outros custos operacionais (Líqu.)	52,9	37,8	39,8%	13,8	12,9	6,9%	21,3	21,1	1,0%	3,7	(1,8)	-
Custos Operacionais	213,6	186,7	14,4%	125,0	110,7	13,0%	110,5	97,6	13,2%	38,6	38,2	1,0%
EBITDA	354,6	263,7	34,5%	233,8	119,5	95,6%	196,0	111,9	75,2%	102,2	70,9	44,2%
EBITDA/Proveitos	22,2%	18,1%	4,1 p.p.	24,8%	15,0%	9,9 p.p.	31,7%	22,2%	9,5 p.p.	29,3%	24,8%	4,6 p.p.
Amortizações	60,6	56,6	7,0%	45,0	41,3	8,8%	38,6	36,4	6,0%	6,7	12,4	-46,2%
EBIT	294,0	207,0	42,0%	188,8	78,2	141,5%	157,4	75,5	108,6%	95,5	58,5	63,4%
Outros indicadores:												
Investimento operacional	76,4	77,8	-1,8%	100,2	59,4	68,7%	134,4	55,7	141,3%	523,5	545,3	-4,0%
# empregados	1.221	1.218	0,2%	1.172	1.248	-6,1%	872	914	-4,6%	311	242	28,5%

△ Anual (Milhões R\$)

EBITDA 9M2004	529,0
Bandeirante	+90,9
Escelsa	+114,3
Enersul	+84,1
Produção & Trading	+31,3
Holding & Outros	+6,2
EBITDA 9M2005	855,8

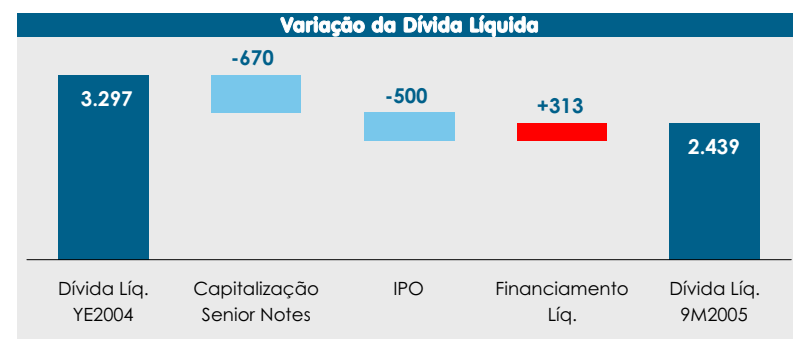
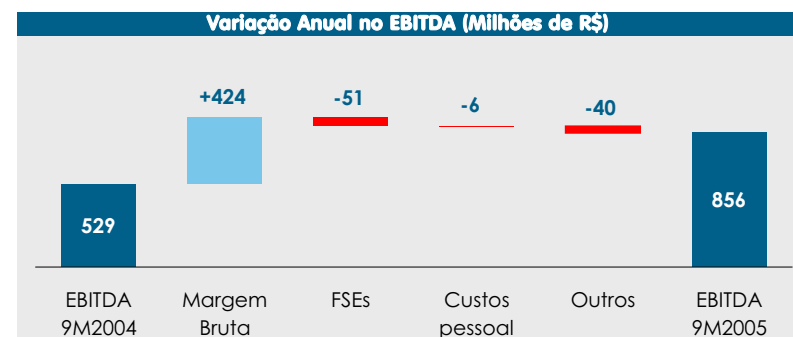
• O EBITDA da **Bandeirante** aumentou 34,5% nos 9M2005 graças ao bom desempenho ao nível da margem bruta. O aumento de 14,4% nos custos operacionais pode ser explicado por: i) fornecimentos e serviços externos mais elevados, devido ao aumento dos custos relacionados com licenças de software, no seguimento da modernização dos sistemas de informação comercial e técnico, e também devido a melhorias nos serviços de call-centre e à intensificação do programa para reduzir as perdas na distribuição; e ii) uma provisão de R\$25,9M para contingências relativas a perdas de activos, relacionadas nomeadamente com potenciais desvios, contra a Bandeirante, no cálculo da recuperação das perdas com o programa de racionamento de 2001/2002.

• O EBITDA da **Escelsa** quase que duplicou nos 9M2005, no seguimento de um forte crescimento da margem bruta. Os custos operacionais aumentaram 13,0% devido i) a um aumento de custos de manutenção explicado quer por uma requisição do sindicato para duplicar os turnos das equipas de manutenção quer por uma necessidade de reduzir o tempo de interrupção; e ii) à intensificação do programa para reduzir as perdas na distribuição. O aumento do capex está principalmente relacionado com os investimentos regulatórios no programa de ligação universal – Universalização – do consumo a todos os clientes de baixa tensão (R\$42,5M nos 9M2005).

• Na **Enersul**, o aumento da margem bruta foi o principal contribuidor para o aumento de 75,2% do EBITDA. Os fornecimentos e serviços externos cresceram 38,0% principalmente devido: i) ao aumento dos custos de manutenção associados ao alargamento da rede; ii) maiores custos com inspecções da rede e leituras de contadores de forma a reduzir as perdas na distribuição; e iii) custos superiores com o envio de facturas. O aumento do capex está principalmente relacionado com os investimentos regulatórios no programa de ligação universal – Universalização – do consumo a todos os clientes de baixa tensão (R\$60,2M nos 9M2005).

• Em meados de 2005, a Energias do Brasil separou as actividades de distribuição e de produção embebidas nas suas distribuidoras, de forma a cumprir o novo enquadramento regulatório para o sector eléctrico Brasileiro. Em resultado, as centrais eléctricas anteriormente embebidas nas empresas distribuidoras (280MW), foram incorporadas na área de negócio da produção. Devido a este facto, e no seguimento da boa performance da Enertrade e da central hídrica de 903 MW do Lajeado (27,65% controlada pela EDP), o EBITDA das actividades de **Produção e Trading** aumentou 44,2%. Actualmente, a Energias do Brasil gere 531 MW (97% hídricos), que produziram 2.097 GWh nos 9M2005, e espera expandir 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 totalizou os R\$494,0M no período. Para 2005, espera-se que o investimento do projecto ascenda a R\$540M e em 2006 a R\$186M. Relativamente à actividade de trading e comercialização, a Enertrade aumentou a comercialização de electricidade em 28,9% para os 4.688 GWh nos 9M2005.

Demonstração de Resultados	Milhões de R\$			Milhões de €		
	9M2005	9M2004	Δ%	9M2005	9M2004	Δ%
Proveitos Operacionais	3.366,6	2.888,3	16,6%	1.072,1	795,7	34,7%
Custos Directos da Actividade	1.944,3	1.889,7	2,9%	619,2	520,6	18,9%
Margem Bruta	1.422,3	998,6	42,4%	452,9	275,1	64,6%
Margem Bruta/Proveitos	42,2%	34,6%	7,7p.p.	42,2%	34,6%	7,7p.p.
Fornecimentos e serviços externos	251,2	200,3	25,4%	80,0	55,2	45,0%
Custos com pessoal e benef. sociais	201,7	195,9	2,9%	64,2	54,0	19,0%
Outros custos operacionais (Líqu.)	113,6	73,4	54,8%	36,2	20,2	78,9%
Custos Operacionais	566,5	469,6	20,6%	180,4	129,4	39,4%
EBITDA	855,8	529,0	61,8%	272,5	145,7	87,0%
EBITDA / Proveitos	25,4%	18,3%	7,1p.p.	25,4%	18,3%	7,1p.p.
Amortizações	155,1	147,2	5,4%	49,4	40,5	21,8%
EBIT	700,7	381,8	83,5%	223,1	105,2	112,1%
EBIT / Proveitos	20,8%	13,2%	7,6p.p.	20,8%	13,2%	7,6p.p.
Resultado Financeiro	(184,9)	(271,6)	31,9%	(58,9)	(74,8)	21,3%
Resultado Antes de Impostos	515,7	110,2	367,9%	164,2	30,4	440,8%
Impostos	212,7	36,7	478,9%	67,7	10,1	569,2%
Interesses Minoritários	2,0	(6,7)	-	0,6	(1,8)	-
Resultado Líquido	301,0	80,2	275,4%	95,9	22,1	333,9%



• Nos 9M2005, o EBITDA da Energias do Brasil aumentou 61,8% devido a um maior volume de vendas de electricidade e a aumentos tarifários. A actividade de distribuição de electricidade contribuiu com 89% para o crescimento do EBITDA, enquanto que a produção e o trading representaram 10%.

• Os resultados financeiros melhoraram R\$86,6M nos 9M2005, devido principalmente ao efeito positivo da apreciação do Real face ao Dólar (+19% em 2005) na dívida denominada em Dólares. Os ganhos cambiais aumentaram de R\$10,9M nos 9M2004 para R\$220,3M nos 9M2005, incluindo i) um ganho cambial de aproximadamente R\$90M relacionado com a conversão dos Senior Notes da Escelsa, detidos pela EDP, no capital da Energias do Brasil e ii) um ganho de R\$130M na restante dívida denominada em Dólares (aproximadamente US\$380M em Setembro 2005). Os fortes ganhos cambiais foram parcialmente mitigados por uma perda de R\$101,2M relacionada com a cobertura da dívida denominada em Dólares da Bandeirante (US\$132M).

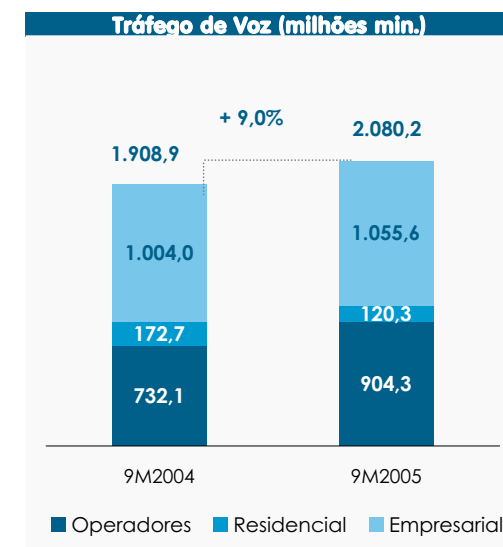
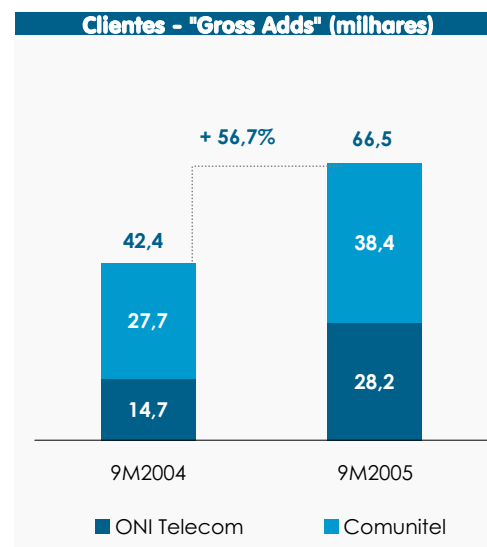
• Em Julho de 2005, as acções da Energias do Brasil foram admitidas à cotação no Novo Mercado da Bovespa, no seguimento da Oferta Pública Inicial. Esta operação permitirá à empresa reforçar substancialmente a estrutura de capital da Energias do Brasil, com o recebimento de R\$500M e a conversão dos R\$670M dos Senior Notes da Escelsa, detidos pela EDP, no capital social da Energia do Brasil, e melhorar a capacidade da empresa para aproveitar as novas oportunidades do sector Brasileiro. Em Setembro a EDP concluiu uma oferta 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 de acções). A EDP já recebeu 10% do valor total da transacção, enquanto que o restante será recebido através de 18 pagamentos mensais com juros à taxa anual de 10%.

• O Resultado Líquido em moeda local totalizou os R\$301,0M. Em euros, a Energias do Brasil beneficiou da apreciação do Real, que nos 9M2005 apresentou uma taxa BRL/Euro de 3,14 face a 3,63 nos 9M2004.

DR Operacional (€ M)	9M2005		
	ONI Telecom	Comunitel	Grupo ONI
Voz	48,6	103,9	149,2
Voz de Valor Acrescentado	-	0,9	0,9
Dados & Internet	46,2	19,5	61,6
Outros	17,4	2,6	22,4
Serviços de telecomunicações	112,3	126,9	234,1
Vendas de equipamento	1,5	0,8	5,0
Proveitos Operacionais	113,7	127,7	239,1
Serviços de telecomunicações	52,6	67,1	115,9
Vendas de equipamento	1,3	0,5	4,3
Custos Directos da Actividade	53,9	67,6	120,3
Margem Bruta	59,8	60,1	118,8
Margem Bruta/Proveitos Operacionais	52,6%	47,0%	49,7%
FSEs	36,9	34,6	68,4
Custos com o pessoal e benefícios sociais	18,2	15,7	37,4
Outros custos (proveitos) operacionais	(0,1)	3,5	(2,5)
Custos Operacionais	54,9	53,8	103,3
EBITDA	4,9	6,2	15,5
EBITDA/Proveitos Operacionais	4,3%	4,9%	6,5%
Amortizações	29,7	12,7	41,2
EBIT	(24,8)	(6,5)	(25,6)
EBIT/Proveitos Operacionais	-21,8%	-5,1%	-10,7%

Número de Empregados	9M2005	9M2004	Δ
ONI Telecom	504	557	- 53
Comunitel	427	518	- 91
Outros	77	99	- 22
Grupo ONI	1.008	1.174	- 166

Investimento Operacional (€ M)	9M2005	9M2004	Δ%
ONI Telecom	10,4	8,1	29,0%
Comunitel	16,7	12,6	33,3%
Grupo ONI	27,1	20,6	31,6%



• O número de novos clientes ("Gross adds") registou um crescimento anual de 56,7%, 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 9,0% no período, em resultado de um crescimento de 24% no segmento de operadores. O tráfego de voz no segmento residencial diminuiu devido à erosão dos clientes de acesso indirecto, ainda não compensada pelo crescimento registado nos clientes de acesso directo (que duplicou em relação aos 9M2005).

• Os proveitos operacionais aumentaram 3,1% face aos 9M2004 – 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).

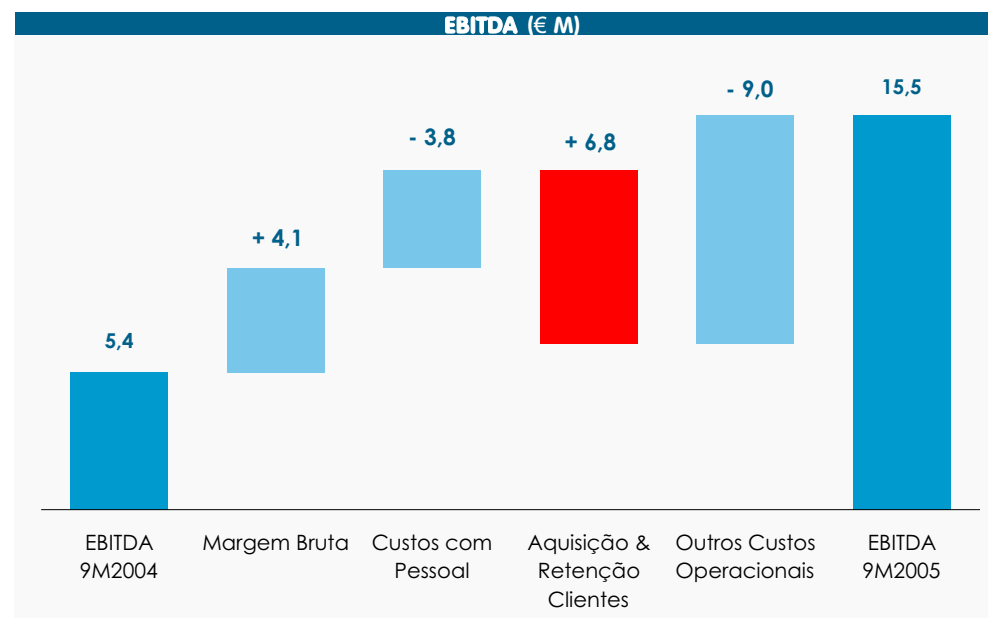
• O investimento operacional totalizou os €27,1M nos 9M2005, um aumento de 31,6% no período, devido aos investimentos realizados no desenvolvimento da rede ADSL (nomeadamente em centrais de acesso de banda larga) e na aquisição de equipamentos para soluções empresariais. Estas rubricas de investimento estão associadas a um enfoque crescente nos serviços de Internet de banda larga e à conquista de novos clientes.

DR Operacional (€ M)	Grupo ONI		
	9M2005	9M2004	Δ%
Voz	149,2	147,5	1,2%
Voz de Valor Acrescentado	0,9	11,9	-92,1%
Dados & Internet	61,6	56,2	9,5%
Outros	22,4	21,0	6,5%
Serviços de telecomunicações	234,1	236,6	-1,0%
Vendas de equipamento	5,0	6,3	-21,0%
Proveitos Operacionais	239,1	242,9	-1,6%
Serviços de telecomunicações	115,9	122,6	-5,5%
Vendas de equipamento	4,3	5,5	-21,6%
Custos Directos da Actividade	120,3	128,2	-6,2%
Serviços de telecomunicações	118,2	113,9	3,7%
Vendas de equipamento	0,6	0,8	-16,6%
Margem Bruta	118,8	114,7	3,6%
Margem Bruta/Proveitos Operacionais	49,7%	47,2%	2,5p.p.
FSEs	68,4	69,0	-0,9%
Custos com o pessoal e benefícios sociais	37,4	41,2	-9,3%
Outros custos (proveitos) operacionais	(2,5)	(0,9)	-
Custos Operacionais	103,3	109,3	-5,5%
EBITDA	15,5	5,4	187,1%
EBITDA/Proveitos Operacionais	6,5%	2,2%	4,3p.p.
Amortizações	41,2	33,3	23,9%
EBIT	(25,6)	(27,8)	7,9%
EBIT/Proveitos Operacionais	-10,7%	-11,5%	0,7p.p.

• As receitas provenientes dos serviços de voz, excluindo os serviços de voz de valor acrescentado em Espanha, cresceram 1,2% no período, 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 que compensado por (ii) um aumento no tráfego de voz dos clientes empresariais e dos operadores.

• Os proveitos dos serviços de dados & Internet aumentaram 9,5% no período, devido: (i) a um aumento na oferta de acesso directo via OLL (Oferta do Lacete Local); e (ii) a um aumento das receitas provenientes dos serviços de Internet de banda larga (+€9,0M).

• A margem bruta do Grupo ONI aumentou 3,6% no período, ou 2,5 p.p., devido essencialmente a uma evolução favorável do mix de serviços prestados pela Comunitel, que compensou o efeito negativo dos elevados custos de interligação e da tardia revisão dos preços de aluguer dos lacetes em Portugal, que só entraram em vigor em Maio de 2005.



• Os custos operacionais diminuíram 5,5% no período devido essencialmente a um proveito extraordinário de €5,3M relacionado com a venda da Oni Way. Excluindo este impacto, os custos operacionais permaneceram estáveis, devido a: (i) um aumento de €6,8M, ou 33,7%, nos custos com a aquisição e retenção de clientes; (ii) um aumento de €1,4M na rubrica de indemnizações; e (iii) um aumento de €3,7M nas provisões para clientes de cobrança duvidosa, que foram compensados por (iv) uma redução de €5,2M, ou 12,9%, nos custos com pessoal – excluindo indemnizações; e (v) uma diminuição de, €7,5M, ou 15,3%, nos custos com fornecimentos e serviços externos – excluindo 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, possibilitaram uma melhoria do EBITDA para €15,5M nos 9M2005, que representa uma margem EBITDA de 6,5% (superior em 4,3 p.p. face aos 9M2004).

• Em Setembro de 2005, a autoridade da concorrência espanhola aprovou o contrato de compra e venda assinado em Julho de 2005 respeitante à venda, por parte do Grupo ONI, de uma participação de 99,93% no capital da Comunitel. Nos 9M2005, com a conclusão desta operação, a Oni registou - na rubrica de "Actividades descontinuadas" - uma mais-valia de €50,3M e uma provisão extraordinária de €13,5M relacionada com os custos da venda e com o diferimento de um proveito relativo às operações.

Demonstrações Financeiras

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



9M2005 (€ M)	EDP Produção	EDP Comercial	Enernova & EDP Bioelétrica	EDP Distribuição	HC Energia	Brasil	ONI	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	1.452,5	386,6	23,5	2.775,7	1.428,2	958,4	-	6.547,4
Outras Vendas	17,0	-	-	2,2	412,5	-	5,0	436,6
Prestação de Serviços	(70,5)	(1,6)	0,2	21,0	56,0	113,6	234,1	439,2
Proveitos Operacionais	1.399,0	385,0	23,6	2.799,0	1.896,6	1.072,1	239,1	7.423,2
Electricidade e Gás	148,9	412,4	-	1.937,0	1.027,7	609,7	-	3.741,5
Combustíveis	526,4	-	1,7	-	281,1	-	-	809,1
Materiais Diversos e Mercadorias	3,4	-	0,3	10,5	(0,0)	9,4	120,3	27,9
Custos Directos da Actividade	678,6	412,4	2,0	1.947,5	1.308,7	619,2	120,3	4.578,4
Margem Bruta	720,4	(27,4)	21,6	851,5	587,9	452,9	118,8	2.844,8
Margem Bruta/Proveitos	51,5%	(7,1%)	91,4%	30,4%	31,0%	42,2%	49,7%	38,3%
Fornecimentos e serviços externos	63,4	8,6	5,3	185,0	79,0	80,0	68,4	604,2
Custos com pessoal	63,3	2,1	0,8	141,4	82,1	60,5	36,8	423,1
Custos com benefícios sociais	15,2	0,3	0,1	60,6	2,7	3,7	0,6	76,9
Rendas de concessão	2,7	0,0	0,4	151,1	-	-	-	154,3
Outros Custos/(Proveitos)	(2,5)	0,3	0,7	(4,3)	6,2	36,2	(2,5)	204,8
Custos Operacionais	142,2	11,3	7,3	533,9	170,0	180,4	103,3	1.463,3
EBITDA	578,2	(38,8)	14,3	317,6	417,9	272,5	15,5	1.381,5
EBITDA/Proveitos	41,3%	(10,1%)	60,4%	11,3%	22,0%	25,4%	6,5%	18,6%
Amortizações	148,7	3,3	6,6	248,4	144,3	49,4	41,2	676,6
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(0,4)	-	(0,1)	(58,1)	(3,0)	-	-	(61,7)
EBIT	429,9	(42,0)	7,9	127,2	276,6	223,1	(25,6)	766,5
EBIT/Proveitos	30,7%	(10,9%)	33,3%	4,5%	14,6%	20,8%	(10,7%)	10,3%
Resultados Financeiros	(57,0)	(3,8)	(2,9)	(19,6)	(47,6)	(60,6)	(26,6)	(229,4)
Amortização dos direitos de concessão	-	-	-	-	(0,0)	1,7	(5,7)	(29,5)
Actividades descontinuadas	-	-	-	-	-	-	36,8	49,5
Resultados Antes de Impostos	373,0	(45,8)	4,9	107,7	229,0	164,2	(21,2)	557,2
IRC e Impostos Diferidos	101,6	(16,3)	1,4	14,9	76,2	67,7	(4,6)	155,8
Interesses Minoritários	1,5	-	-	-	11,9	0,6	0,0	47,9
Resultados Líquidos	269,9	(29,5)	3,5	92,7	140,9	95,9	(16,6)	353,4

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



9M2004 (€ M)	EDP Produção	EDP Comercial	Enernova & EDP Bioelect.	EDP Distribuição	HC Energia 40%	Brasil	ONI	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	1.031,6	235,0	15,1	2.727,6	355,3	743,2	-	4.875,0
Outras Vendas	15,6	-	-	1,9	141,9	(7,5)	6,3	171,9
Prestação de Serviços	38,6	1,4	-	17,3	14,9	60,1	236,6	398,5
Proveitos Operacionais	1.085,8	236,3	15,1	2.746,8	512,1	795,7	242,9	5.445,5
Electricidade e Gás	34,0	228,4	-	1.723,6	252,8	510,4	-	2.492,9
Combustíveis	283,1	-	1,4	-	84,9	2,2	-	371,5
Materiais Diversos e Mercadorias	(0,8)	(0,0)	(0,0)	10,8	2,9	8,0	128,2	41,3
Custos Directos da Actividade	316,3	228,4	1,4	1.734,4	340,5	520,6	128,2	2.905,8
Margem Bruta	769,5	7,9	13,8	1.012,5	171,6	275,1	114,7	2.539,7
Margem Bruta/Proveitos	70,9%	3,3%	91,0%	36,9%	33,5%	34,6%	47,2%	46,6%
Fornecimentos e serviços externos	52,1	6,8	1,5	160,1	25,4	55,2	69,0	456,3
Custos com pessoal	65,7	2,4	0,7	147,4	28,2	51,5	40,6	420,3
Custos com benefícios sociais	17,4	0,2	0,1	261,2	0,9	2,5	0,6	272,3
Rendas de concessão	2,7	0,0	0,3	139,1	-	-	-	142,1
Outros Custos/(Proveitos)	(4,1)	3,5	(0,9)	(9,2)	7,9	20,2	(0,9)	53,3
Custos Operacionais	133,8	12,9	1,6	698,7	62,4	129,4	109,3	1.344,2
EBITDA	635,7	(5,0)	12,2	313,8	109,3	145,7	5,4	1.195,5
EBITDA/Proveitos	58,5%	(2,1%)	80,4%	11,4%	21,3%	18,3%	2,2%	22,0%
Amortizações	155,7	2,6	3,5	243,7	50,8	40,5	33,3	580,4
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(0,0)	-	(0,1)	(55,3)	(1,0)	-	-	(57,0)
EBIT	480,1	(7,7)	8,8	125,3	59,5	105,2	(27,8)	672,0
EBIT/Proveitos	44,2%	(3,2%)	58,1%	4,6%	11,6%	13,2%	(11,5%)	12,3%
Resultados Financeiros	(62,3)	(0,7)	(1,2)	(18,2)	(22,4)	(78,1)	(26,3)	(225,9)
Amortização dos direitos de concessão	-	-	-	-	(0,0)	3,3	(5,5)	(32,0)
Actividades descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados Antes de Impostos	417,9	(8,3)	7,6	107,2	37,1	30,4	(59,6)	414,1
IRC e Impostos Diferidos	112,9	(2,4)	2,1	52,0	13,9	10,1	20,3	125,2
Interesses Minoritários	0,6	-	-	-	5,0	(1,8)	0,0	10,8
Resultados Líquidos	304,3	(5,9)	5,6	55,2	18,2	22,1	(80,0)	278,1

Cash Flow por Área de Negócio



9M2005 (€ M)	EDP Produção	EDP Comercial	Enernova & EDP Bioelétrica	EDP Distribuição	HC Energia	Brasil	ONI	Grupo EDP
Resultado líquido	269,9	(29,5)	3,5	92,7	140,9	95,9	(16,6)	353,4
Amortizações	148,7	3,3	6,6	248,4	144,3	49,4	41,2	676,6
Compensação da amortização dos activos subsidiados	(0,4)	-	(0,1)	(58,1)	(3,0)	-	-	(61,7)
Amortização dos direitos de concessão	-	-	-	-	0,0	(1,7)	5,7	29,5
Provisões líquidas	(7,8)	0,1	0,0	(14,4)	3,6	9,9	2,8	(4,2)
Juros da conta de hidraulicidade	-	-	-	-	-	-	-	5,6
Diferenças de câmbio	0,8	-	-	0,0	0,5	(70,1)	0,1	(63,2)
Consolidação pelo Equiv	3,3	-	-	-	(2,7)	0,0	-	(29,0)
Impostos diferidos	(4,1)	(0,2)	(0,5)	(5,4)	19,0	(8,4)	(4,6)	(77,1)
Interesses minoritários	1,5	-	-	-	11,9	0,6	0,0	47,9
Provisão défice tarifário em Espanha	-	-	-	-	-	-	-	150,0
Outros Ajustamentos	6,7	(0,0)	0,1	2,6	(29,0)	55,8	(37,3)	66,4
Juros financeiros líq. e outros custos financ.	78,1	5,0	4,2	48,1	49,6	93,8	24,4	213,1
Cash Flow Operac. antes de Invest. Fundo de Maneio	496,7	(21,4)	13,8	313,9	335,0	225,2	15,6	1.307,5
Investimento em Fundo de maneio	(21,5)	(12,9)	2,5	(27,1)	(108,9)	2,2	1,2	(236,5)
Cash Flow Operacional	475,2	(34,2)	16,3	286,8	226,1	227,4	16,8	1.071,0
Investimento Operacional	(103,9)	(0,7)	(17,0)	(204,7)	(174,5)	(312,1)	(27,1)	(845,6)
Cash Flow Operacional Líquido	371,2	(34,9)	(0,7)	82,2	51,6	(84,8)	(10,3)	225,4

ANEXOS

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



Capacidade Instalada - MW	9M2005	9M2004	Δ MW
PORTUGAL	8.523	7.990	534
Regime Convencional	8.192	7.687	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>	1.028	636	392
Mini-Hídrica	244	244	-
CCGT			
Central do Ribatejo	784	392	392
Regime Especial	331	302	29
Mini-Hídrica	66	66	-
Cogeração	111	111	-
Eólica	145	116	29
Biomassa	9	9	-

ESPANHA	2.880	2.652	228
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	389	161	228
Mini-Hídrica	3	3	-
Cogeração	41	23	18
Eólica	266	99	167
Resíduos	72	33	39
Biomassa	7	3	4

Produção de Electricidade - GWh	9M2005	9M2004	Δ GWh
PORTUGAL	18.766	18.397	369
Regime Convencional	17.936	17.597	339
<i>Produção Vinculada</i>	14.383	15.292	-909
Hidroelétrica (SEP)	2.991	6.738	-3.747
Termoelétrica (SEP)	11.392	8.555	2.838
Carvão			
Sines	7.060	7.107	-47
Fuelóleo / Gás Natural			
Tapada do Outeiro	-	5	-5
Setúbal	3.000	1.030	1.969
Carregado	1.135	273	861
Barreiro	180	133	47
Gasóleo			
Tunes	17	5	12
<i>Produção Não-Vinculada</i>	3.553	2.304	1.249
Mini-Hídrica	90	277	-187
CCGT			
Central do Ribatejo	3.463	2.027	1.436
Regime Especial	830	800	30
Mini-Hídrica	57	94	-37
Cogeração	509	529	-20
Eólica	227	142	85
Biomassa	37	36	2

ESPANHA	12.242	11.022	1.221
Regime Convencional	11.435	10.693	742
Hidroelétrica	654	649	5
Termoelétrica	9.868	9.137	731
Carvão			
Aboño	5.014	5.088	-74
Soto de Ribera	3.223	2.632	591
CCGT			
Castejón	1.631	1.417	214
Nuclear			
Trillo	913	907	6
Regime Especial	807	328	478
Mini-Hídrica	5	11	-7
Cogeração	158	65	93
Eólica	357	146	211
Resíduos	273	97	176
Biomassa	14	10	4

IAS/IFRS: Efeito nas contas do 9M2004 da EDP

DResultados (€M) 1S2004	Nota	PT GAAP	IAS IFRS	△ €
Proveitos	1	5.312	5.445	+133
Custos Directos da Actividade	2	2.933	2.906	-27
Margem Bruta		2.379	2.540	+161
FSEs	3	454	456	+2
Custos com Pessoal	4	423	420	-3
Custos com benefícios sociais	5	50	272	+222
Outros custos (proveitos)	6	-8	195	+203
Custos Operacionais		919	1.344	+425
EBITDA		1.460	1.195	-265
Amortizações (líquidas subsídios)	7	585	523	-62
Provisões	8	89	-	-89
EBIT		786	672	-114
Proveitos/(custos) financeiros	9	-199	-226	-27
Goodwill&Amort. dtos concessão	10	-70	-32	+38
Resultados Extraordinários	11	-62	-	+62
Resultados Antes de Impostos		455	414	-41
IRC&Impostos Diferidos	12	136	125	-11
Interesses Minoritários	13	-31	11	+42
Resultado Líquido		351	278	-73

DISCLAIMER:

Na sequência da transposição do Regulamento Comunitário nº 1606/2002, que obriga todas as entidades cotadas a apresentar as suas Demonstrações Financeiras Consolidadas de acordo com as Normas Internacionais de Relato Financeiro (IFRS), o Grupo EDP qualifica-se como "first time adopter" e, consequentemente, apresentará as Demonstrações Financeiras Consolidadas de acordo com os IFRS pela primeira vez a partir de 1 de Janeiro de 2005. De acordo com o IFRS 1, as entidades que apresentam as Demonstrações Financeiras de acordo com os IFRS pela primeira vez a 1 de Janeiro de 2005, têm como data de transição para os IFRS o dia 1 de Janeiro de 2004. Esta apresentação tem como objectivo reflectir as principais reclassificações e ajustamentos para o Grupo EDP resultantes da transição do Plano Oficial de Contabilidade para os IFRS. As Demonstrações Financeiras Pró-forma apresentadas não reflectem todas as possíveis alterações devidas aos IFRS, mas as alterações identificadas à data. As Demonstrações Pró-forma são baseadas em expectativas, entendimentos, análises, pressupostos e estimativas que envolvem riscos e incertezas e das quais podem resultar diferenças materiais entre as estimativas efectuadas e os resultados reais. Os riscos e incertezas mencionados respeitam à correspondência entre os IFRS adoptados pela União Europeia e os existentes presentemente e à forma como os IFRS adoptados serão interpretados pelo IFRIC e pelas Entidades Reguladoras, com eventual impacto na EDP - Energias de Portugal. As Demonstrações Financeiras Consolidadas Pró-forma, com referência a 30 de Setembro de 2004, não têm como objectivo apresentar todas as diferenças de divulgação, classificação ou apresentação das transacções de acordo com os IFRS. Para a elaboração das referidas Demonstrações Financeiras Pró-forma IFRS, os ajustamentos necessários foram devidamente contabilizados e considerados nas Demonstrações Financeiras Consolidadas Oficiais do Grupo EDP, a 30 de Setembro de 2004, preparadas de acordo com o Plano Oficial de Contabilidade. As Demonstrações Financeiras Consolidadas Oficiais IFRS do Grupo EDP serão apresentadas no ano fiscal com início a 1 de Janeiro de 2005.

A informação Pró-forma apresentada é preliminar e não auditada.

Notas às alterações IAS/IFRS

1. Proveitos: De acordo com as normas IAS/IFRS, os ajustamentos tarifários não correspondem à definição de activo ou passivo. Como tal, os ajustamentos tarifários na EDP Distribuição (€128M) não são capitalizados nas contas da EDP.

2. Custos Directos da Actividade (Compras de Energia, Combustíveis e Materiais): De acordo com as normas IAS/IFRS, os activos e passivos regulatórios não correspondem à definição de activo ou passivo. Por isso, a constituição destes activos ou passivos não é contabilizada na demonstração de resultados (+€48M). De acordo com as normas IAS/IFRS, os trabalhos para a própria empresa são reclassificados para a respectiva conta de custo (-€74M de materiais na EDP Distribuição).

3. Fornecimentos e Serviços Externos: De acordo com as normas IAS/IFRS, as despesas de instalação e de I&D são reconhecidas como custo no período incorrido em vez de serem capitalizadas.

4. Custos com Pessoal: De acordo com as normas IAS/IFRS, os prémios anuais pagos aos trabalhadores são reconhecidos como custo do período (+€19M em 9 meses, dos quais €11M na EDP Distribuição e €5M na EDP Produção) em vez de serem contabilizados contra reservas como uma distribuição de resultados. De acordo com as normas IAS/IFRS, os trabalhos para a própria empresa são reclassificados para a respectiva conta de custo com impacto nos custos com pessoal (-€40M). De acordo com as normas IAS/IFRS, não é reconhecido o conceito de "Resultados Extraordinários" pelo que as indemnizações pagas aos trabalhadores foram reclassificadas para Custos com Pessoal (€18M dos quais €10M na EDP Distribuição).

5. Custos com benefícios sociais: O PAR foi concretizado na sua maior parte por pré-reformas, pelo que foi contabilizado nos 9M2004, em IAS/IFRS, um custo "one-off" com benefícios sociais de +€192M. De acordo com as normas IAS/IFRS, as perdas actuárias foram totalmente reconhecidas contra reservas na data de transição e, por isso, a sua amortização já não se encontra contabilizada na Demonstração de Resultados (-€28M, dos quais -€5M na EDP Produção e -€22M na EDP Distribuição). As provisões para actos médicos foram reclassificadas de provisões para custos com benefícios sociais (+€41M, dos quais +€30M na EDP Distribuição e +€8M na EDP Produção). De acordo com as normas IAS/IFRS não é reconhecido o conceito de "Resultados Extraordinários" pelo que os custos extraordinários relacionados com o programa de adesão à reforma flexível (€14M: €3M na EDP Produção e €10M na EDP Distribuição) foram reclassificados para custos com benefícios sociais.

6. Outros custos (ou proveitos): De acordo com as normas IAS/IFRS, os trabalhos para a própria empresa são reclassificados para a respectiva rubrica (+€156M). As provisões para clientes de cobrança duvidosa foram reclassificadas para outros custos operacionais (+€15M, dos quais +€3M na EDP Distribuição e +€8M no Brasil). De acordo com as normas IAS/IFRS não é reconhecido o conceito de "Resultados Extraordinários" pelo que foram reclassificados €33M de custos extraordinários para outros custos operacionais.

7. Amortizações (líquidas da compensação para a amortização dos activos subsidiados): De acordo com as normas IAS/IFRS, as despesas de instalação e de I&D são reconhecidas como custo do período quando incorridas em vez de serem capitalizadas e, por isso, a sua amortização já não é contabilizada na DR (-€24M, dos quais -€16M na Oni). Os custos administrativos e de estrutura não são capitalizados, de acordo com as normas IAS/IFRS e, por isso, as respectivas amortizações foram revertidas (-€40M, dos quais -€23M na EDP Produção e -€17M na EDP Distribuição).

8. Provisões: As provisões foram reclassificadas para a respectiva rubrica, nomeadamente €41M para custos com benefícios sociais (actos médicos) e €15M para outros custos (clientes de cobrança duvidosa).

9. Proveitos / (Custos) Financeiros: De acordo com as normas IAS/IFRS os trabalhos para a própria empresa são reclassificados para a respectiva rubrica (+€19M em juros pagos, dos quais +€11M na EDP Produção e +€7M na EDP Distribuição). Dado que de acordo com as normas IAS/IFRS os activos e passivos regulatórios do Brasil não são reconhecidos como tal, os proveitos da Selic nestes activos e passivos não são contabilizados na Demonstração de Resultados (-€25M). Foi efectuado o cálculo do efeito nas contas da REN da aplicação das normas IFRS/IAS, considerando o mesmo referencial contabilístico, tendo-se apurado um impacto negativo de -€23M na apropriação dos respectivos resultados.

10. Goodwill & Amortização dos direitos de concessão: Descontinuação da amortização do goodwill (€38M).

11. Resultados Extraordinários: Os itens extraordinários são reclassificados como proveitos ou custos operacionais na respectiva rubrica.

12. IRC & Impostos Diferidos: A variação nesta conta reflecte o imposto diferido nos ajustamentos IAS/IFRS acima mencionados (- €11M).

13. Interesses Minoritários: A alteração deste item reflecte os interesses minoritários nos ajustamentos IAS/IFRS acima mencionados e o não reconhecimento de interesses minoritários negativos.