



Resultados Trimestrais

1T2005

Gabinete de Relações com Investidores

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

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

Lisboa, 24 de Maio de 2005

Resultados 1T2005	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
Areas de Negócio	
EDP Produção	11
EDP Comercial	14
Energia & EDP Bioelétrica	15
EDP Distribuição	16
Hidrocantábrico	18
Brasil	22
Oni	25
Demonstração de Resultados por Área de Negócio	28
<i>Cash-Flow</i> por Área de Negócio	30
Anexos (1. Capacidade Instalada e Produção na Península Ibérica; 2. Efeito IAS/IFRS nas contas do Grupo EDP para o 1T2004)	32

Resultados Financeiros (€ M)	1T2005	1T2004	Δ %
Margem Bruta	979,0	894,2	9,5%
Custos Operacionais	417,7	382,8	9,1%
EBITDA	561,3	511,4	9,8%
EBIT	362,9	339,3	7,0%
Resultado Líquido	216,9	194,5	11,5%
Dívida Líquida	8.596,9	7.318,2	17,5%

Dados Operacionais	1T2005	1T2004	Δ
Electricidade:			
Capacidade Instalada (MW)	11.713	11.198	+515 MW
Produção (GWh)	11.949	11.681	2,3%
Distribuição (GWh)	19.549	18.526	5,5%
Comercialização (GWh)	18.901	18.137	4,2%
Clientes (mil)	9.434	9.258	+176
Gás:			
Distribuição (GWh)	6.860	6.330	8,4%
Comercialização (GWh)	5.577	4.697	18,7%
Clientes (mil)	569	548	+21
Número de Empregados (Grupo)	14.828	17.529	-2.701

O crescimento operacional sustentado do Grupo EDP no 1T2005 reflectiu-se num crescimento de 9,8% do EBITDA e de 11,5% no Resultado Líquido

Exposição a mercados de elevado crescimento

A EDP continua a beneficiar de uma exposição a mercados com taxas de crescimento atractivas, acima da média da União Europeia. A procura no mercado Ibérico registou um forte crescimento no período – 7,7% em Portugal e 8,8% em Espanha – enquanto que no Brasil, a procura nas áreas concessionadas da EDP aumentou aproximadamente 3%. A EDP beneficiou também de um forte crescimento no mercado do gás em Espanha. A nossa subsidiária Naturcorp aumentou o seu volume de gás distribuído em 8,4% e consolidou a sua posição enquanto segundo “player” neste mercado.

Aumento da capacidade instalada permite crescimento na actividade de produção de electricidade no mercado ibérico

Nos últimos 12 meses, entraram em operação o segundo grupo da central do Ribatejo (CCGT - 392 MW) e 3 parques eólicos (164 MW), aumentando a capacidade instalada em CCGTs e parque eólicos para 1.171 MW e 359 MW, respectivamente. Em 2010, a EDP espera alcançar mais de 4000 MW e cerca de 2500 MW de capacidade instalada em CCGT's e parques eólicos, respectivamente.

EDP alcança pela primeira vez os 10 milhões de clientes de energia

A EDP reafirmou-se enquanto organização orientada para o cliente com uma proposta de valor acrescentado. No segundo semestre de 2004 a EDP renovou a sua imagem de marca e comunicação, e reestruturou a sua organização comercial em Portugal.

A EDP está a beneficiar de melhorias de eficiência

O Grupo EDP reduziu o número de trabalhadores em 2.701 empregados em relação ao 1T2004, devido essencialmente ao sucesso alcançado na implementação do Programa de Reestruturação de Recursos Humanos em 2003 e 2004, e à venda de 60% da Edinfor à LogicaCMG. Os salários dos trabalhadores activos no negócio “core” em Portugal (excluindo indemnizações) caíram 8,2% no período.

A performance operacional reflecte também a consolidação integral da Hidrocentradora

- As operações em Espanha e no Brasil foram os principais catalizadores da performance operacional. Em Espanha, a Hidrocentradora beneficiou de um aumento nos preços da pool, enquanto que no Brasil, as operações continuaram a registar fortes crescimentos suportados por um aumento do consumo e ajustamentos tarifários.
- Relativamente à actividade do Grupo EDP no negócio eléctrico em Portugal, a EDP Produção foi negativamente afectada pelos elevados preços da pool no serviço de aquisição de energia prestado à EDP Comercial, enquanto que a EDP Distribuição, apesar de ter beneficiado de um forte aumento da procura, foi negativamente afectada por um contexto de elevados custos com combustíveis, que são passados para a tarifa no ano seguinte.

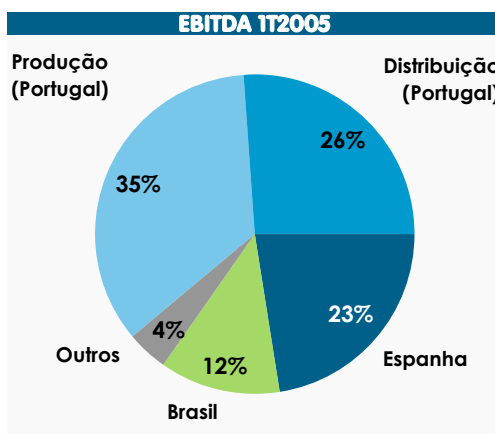
Demonstração de Resultados e Balanço Consolidados



DResultados Consolidada (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
Vendas de electricidade	2.136,1	1.627,6	31,2%
Outras vendas	175,3	75,5	132,2%
Prestação de serviços	142,1	138,6	2,5%
Proveitos Operacionais	2.453,5	1.841,7	33,2%
Electricidade & gás	1.195,6	806,7	48,2%
Combustíveis	267,2	103,3	158,8%
Materiais diversos e mercadorias	11,7	37,5	-68,7%
Custos Directos da Actividade	1.474,5	947,5	55,6%
Margem Bruta	979,0	894,2	9,5%
Margem Bruta/Proveitos	39,9%	48,6%	-8,7%
Fornecimentos e serviços externos	177,0	145,5	21,6%
Custos com pessoal	133,4	147,3	-9,5%
Custos com benefícios sociais	25,1	34,9	-28,2%
Rendas de concessão	51,4	46,7	10,2%
Outros custos/(proveitos) operacionais	30,9	8,4	268,7%
Custos Operacionais	417,7	382,8	9,1%
EBITDA	561,3	511,4	9,8%
EBITDA/Proveitos	22,9%	27,8%	-4,9%
Amortizações	218,6	190,3	14,9%
Compensação amort. activo subsidiado	(20,2)	(18,1)	-11,7%
EBIT	362,9	339,3	7,0%
EBIT/Proveitos	14,8%	18,4%	-3,6%
Resultados financeiros	(65,9)	(73,5)	10,3%
Amortização dos direitos de concessão	(9,4)	(10,7)	12,7%
Actividades descontinuadas	-	-	-
Resultados Antes de Impostos	287,6	255,1	12,8%
IRC	66,1	92,4	-28,5%
Impostos diferidos	1,7	(20,0)	-
Interesses Minoritários	3,0	(11,9)	-
Resultados Líquidos	216,9	194,5	11,5%

Activo (€ M)	1T2005	YE2004
Activo fixo	17.238,1	17.187,2
Imobilizado incorpóreo (líquido)	2.946,2	2.934,9
Imobilizado corpóreo (líquido)	12.608,8	12.637,0
Investimentos financeiros (líquido)	1.683,2	1.615,3
Outros Activos	3.249,7	2.981,9
Existências	158,4	168,6
Clientes (líquido)	1.365,2	1.189,8
Outros devedores (líquido)	1.389,7	1.338,1
Caixa e equivalentes	336,4	285,3
Impostos diferidos	1.048,0	1.080,7
Total do Activo	21.535,7	21.249,8
Capital Próprio (€ M)	1T2005	YE2004
Capital	3.656,5	3.656,5
Acções próprias	(43,9)	(31,7)
Resultados transitados e outras reservas	84,6	7,6
Resultado líquido consolidado	216,9	404,8
Total do Capital Próprio	3.914,1	4.037,3
Interesses minoritários	732,1	729,7
Conta de correcção de hidraulicidade	313,4	364,2
Passivo (€ M)	1T2005	YE2004
Provisões	2.283,6	2.301,1
Dívida financeira	9.269,2	9.161,2
Curto prazo	2.070,8	1.975,1
Médio e longo prazo	7.198,5	7.186,1
Outros credores	4.455,6	4.085,1
Fornecedores	4.259,2	3.876,8
Outros credores	196,4	208,3
Impostos diferidos	567,8	571,2
Total do Passivo	16.576,2	16.118,6
Total do Capital Próprio + Passivo	21.535,7	21.249,8

EBITDA (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
EDP Produção	207,1	221,6	-6,5%
EDP Comercial	(6,6)	1,1	-
Enemova & EDP Bioelétrica	7,2	4,6	56,2%
EDP Distribuição	160,6	167,5	-4,1%
Hidrocantábrico ⁽¹⁾	139,3	41,0	239,9%
Brasil	73,4	54,1	35,7%
Oni	7,6	3,4	121,9%
Outros & Ajustamentos	(27,3)	18,1	-
EBITDA Consolidado	561,3	511,4	9,8%



- O EBITDA da **EDP Produção** diminuiu 6,5%, reflectindo o impacto negativo dos elevados preços da pool no serviço de compra de electricidade prestado à EDP Comercial. Este impacto foi mitigado pelo aumento da produção de electricidade proporcionado pela entrada em funcionamento do segundo grupo da central do Ribatejo (CCGT) e por uma redução nos custos com pessoal e benefícios sociais.

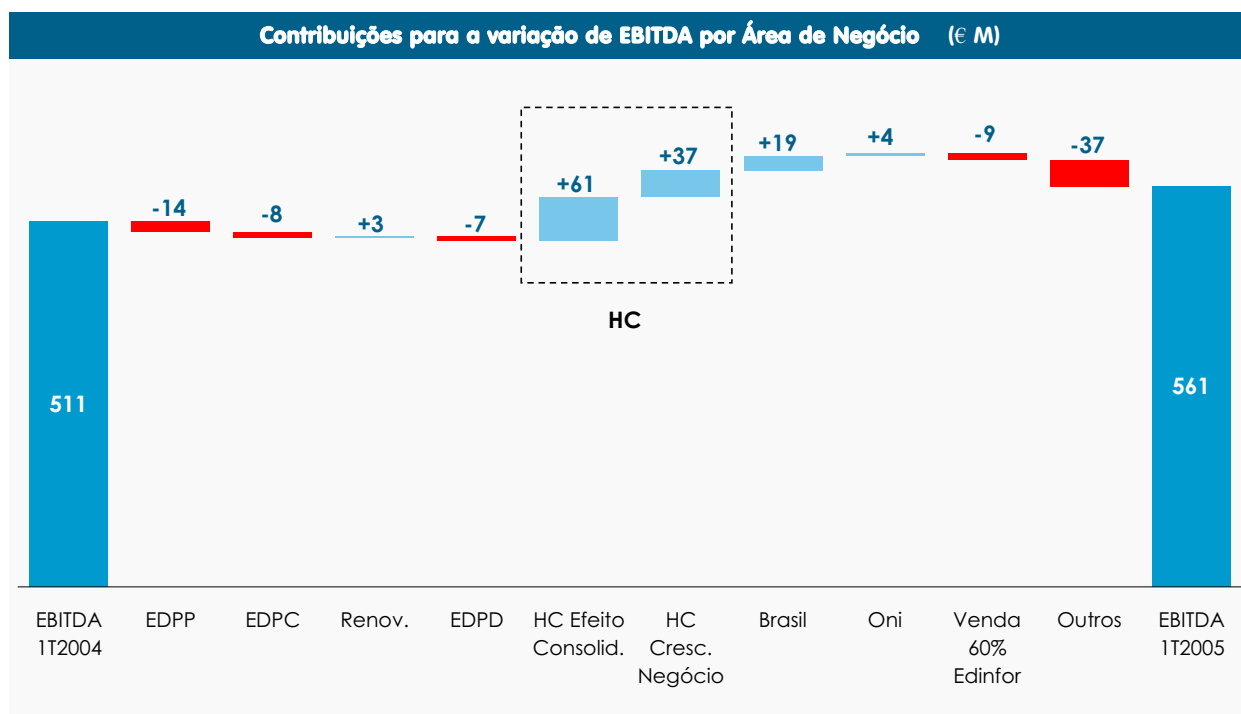
- Apesar de um forte crescimento na procura de electricidade, a redução no EBITDA da **EDP Distribuição** reflecte uma variação no ajustamento dos custos com combustíveis que se reflectiu na actividade de compra de energia (estes desvios são recuperados nas tarifas do ano seguinte). Este impacto negativo na margem bruta foi parcialmente compensado por uma redução de 11,8% nos custos operacionais.

- A EDP consolidou pela primeira vez a **Hidrocantábrico** pelo método integral. A Hidrocantábrico apresentou um forte crescimento do EBITDA (+35,9%) proporcionado pelo aumento dos preços da pool de €33/MWh para €56/MWh. O consequente défice tarifário (€41M) não foi deduzido aos proveitos operacionais, dada a forte probabilidade de recuperação deste desvio no futuro.

- O **Brasil** continua a proporcionar fortes crescimentos. Todas as actividades no Brasil registaram melhorias ao nível do EBITDA, suportadas por um crescimento dos volumes distribuídos e comercializados e pelo impacto positivo dos ajustamentos tarifários. No seguimento da reestruturação societária no Brasil, que deverá proporcionar ganhos de eficiência adicionais depois de totalmente implementada, a Energias do Brasil passa a deter 100% do capital social das suas subsidiárias para a actividade de distribuição com o "roll-up" dos accionistas minoritários para o nível da Holding, reduzindo assim a participação da EDP na Energias do Brasil para 69,3%.

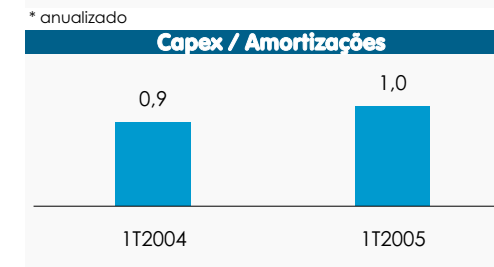
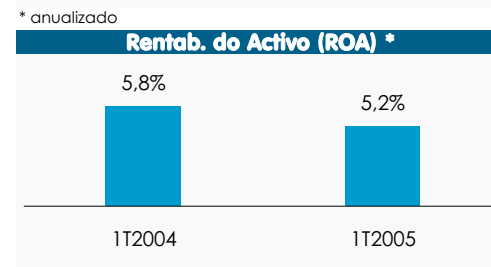
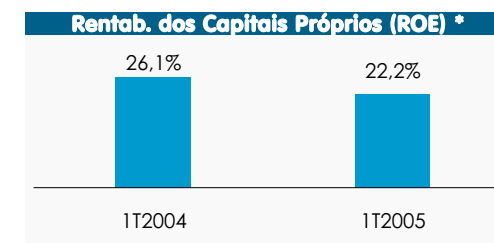
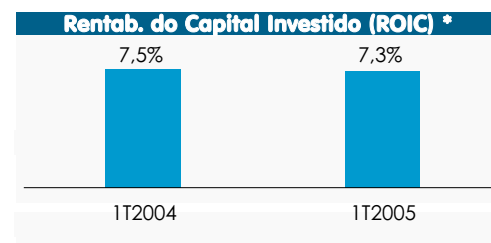
- O EBITDA da **Oni** mais do que duplicou no período, no seguimento de uma melhoria no mix de serviços prestados pela Comunitel e de um controlo apertado dos custos com pessoal e dos fornecimentos e serviços externos.

- O **EBITDA consolidado** aumentou 9,8% no período, para €561,3M no 1T2005, reflectindo a consolidação de 100% da Hidrocantábrico e a boa performance operacional em Espanha e no Brasil.



⁽¹⁾ 40% no 1T2004

Investimento Operacional (€ m)	1T2005	1T2004	Δ%
EDP Produção	28,0	8,3	235,7%
EDP Comercial	0,3	1,4	-79,9%
Enemova & EDP Bioeléctrica	4,3	10,8	-60,3%
EDP Distribuição	57,2	46,5	23,2%
Hidrocantábrico ⁽¹⁾	35,0	25,8	n.a.
Energia Península Ibérica	124,8	92,8	34,5%
Brasil	63,6	44,6	42,7%
Telecomunicações	6,4	6,1	4,9%
Outros	1,4	5,3	-73,0%
Total	196,2	148,8	31,9%



• O investimento operacional do Grupo EDP ascendeu a €196,2M no 1T2005, o que representa um crescimento anual de 31,9%, devido aos investimentos efectuados na construção do terceiro grupo da central do Ribatejo (CCGT), na rede de distribuição de electricidade em Portugal e na construção da central hidroeléctrica de Peixe Angical no Brasil, bem como à consolidação integral do investimento operacional da Hidrocantábrico. Note-se que os valores aqui apresentados correspondem ao cash-out flow do Grupo EDP, tendo em consideração o método de consolidação de cada uma das suas subsidiárias.

• O investimento operacional da EDPP no 1T2005 está essencialmente relacionado com a construção do terceiro grupo de 392 MW da central do Ribatejo (CCGT) (€17,2M). Até Março de 2005, já foram investidos cerca de €85,9M neste grupo. O investimento total está estimado em €197M até 2006, quando se prevê que este grupo entre em operação.

• O investimento operacional da EDPD centrou-se na rede de distribuição com vista à melhoria da qualidade do serviço. O investimento na rede de distribuição, que representou 92% do investimento operacional da EDPD, aumentou 22% no período, o que conjugado com condições meteorológicas favoráveis, possibilitou uma melhoria de 13,4% no Tempo de Interrupção Equivalente, de 49 min. no 1T2004 para 43 min. no 1T2005.

• Cerca de metade do investimento operacional da Hidrocantábrico foi afecto à construção de parques eólicos. Durante o ano 2005, espera-se que entrem em operação os seguintes parques eólicos: Las Lomillas (50 MW – 50% detidos pela Genesa) (Maio); La Sotonera (19 MW) (Julho); La Brújula (74 MW) (Setembro); e El Boquerón (22 MW) (Dezembro).

• Cerca de 65% do investimento operacional no Brasil está relacionado com a construção da central hidroeléctrica de Peixe Angical (450 MW), que ascendeu a R\$144M (ou €41M) no 1T2005. 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.

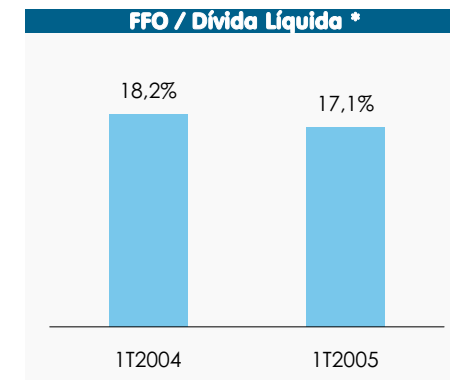
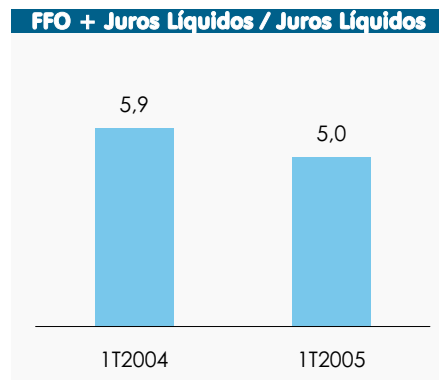
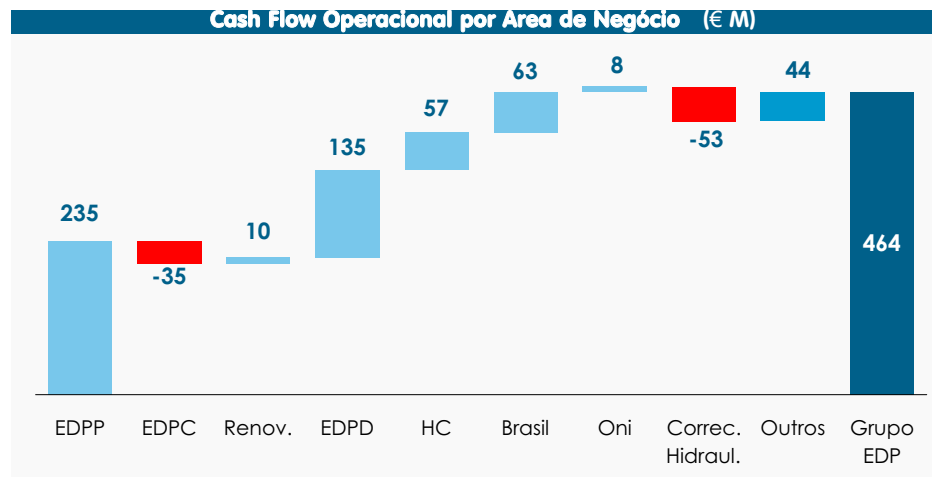
⁽¹⁾ 40% no 1T2004

Cash Flow

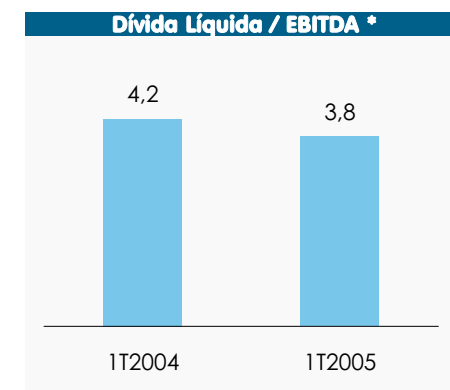
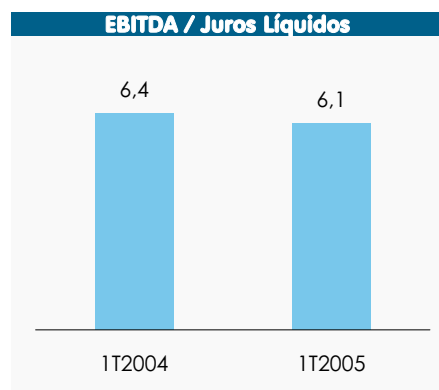


Cash Flow Operacional por Área de Negócio (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
EDP Produção	235,3	231,6	1,6%
EDP Comercial	(34,9)	(6,5)	-
Enernova & EDP Bioeléctrica	10,0	(0,8)	-
EDP Distribuição	134,6	122,6	9,8%
Hidrocantábrico	56,8	41,3	37,3%
Brasil	63,1	41,8	50,7%
Oni	7,7	9,8	-21,9%
Correcção de Hidraulicidade	(53,0)	(6,7)	-
Outros	44,2	41,8	5,7%
Cash Flow Operacional do Grupo EDP	463,7	475,0	-2,4%

Cash Flow Consolidado (€ M)	1T2005
Resultado líquido	216,9
Amortizações	218,6
Compensação da amortização dos activos subsidiados	(20,2)
Amortização dos direitos de concessão	9,4
Provisões líquidas	(9,2)
Juros da conta de hidraulicidade	2,1
Diferenças de câmbio	(5,8)
Consolidação pelo Equity	(10,1)
Impostos diferidos	1,7
Interesses minoritários	3,0
Outros Ajustamentos	20,6
Juros financeiros líq. e outros custos financ. (ou proveitos)	96,4
Cash Flow Operacional antes de Investimento Fundo de Maneio	523,5
Investimento em Fundo de maneio	(59,8)
Cash Flow Operacional	463,7
Investimento Operacional	(196,2)
Cash Flow Operacional Líquido	267,5
Alienação de Imobilizados	-
Investimento financeiro	(155,1)
Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros (ou proveitos)	(96,4)
Dividendos pagos e distribuição de resultados	-
Outras variações de fundo de maneio não operacional	(123,9)
(Aumento)/Redução da Dívida Financeira	(108,0)



* anualizado



* anualizado

Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais

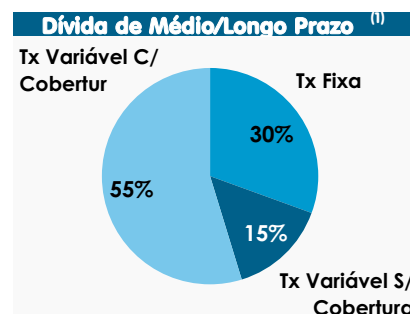
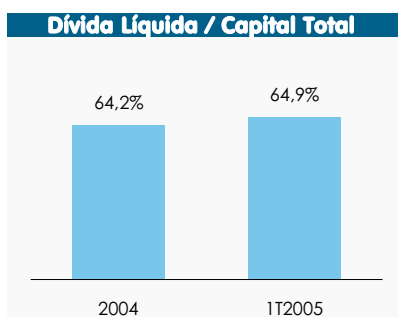


Dívida Financeira (€ M)	1T2005	2004
EDP S.A. e EDP Finance BV	6.890,0	5.553,0
EDP Produção	32,8	33,9
EDP Comercial	0,4	-
Enernova & EDP Bioeléctrica	16,5	17,0
EDP Distribuição	-	-
Hidrocontábrico	445,5	1.621,1
Brasil	794,5	731,4
Oni	566,6	622,5
Outros	17,9	42,4
Sub-Total	8.764,2	8.621,3
Derivativo OPTEP (Passivo)	315,0	315,0
"Fair Value" (Cobertura de Dívida)	102,4	107,7
Juros da dívida a liquidar	87,6	117,3
Dívida Financeira	9.269,2	9.161,2
Caixa & Equivalentes	336,4	285,3
Derivativo OPTEP (Activo)	336,0	336,0
EDP Consolidated Net Debt	8.596,9	8.539,9

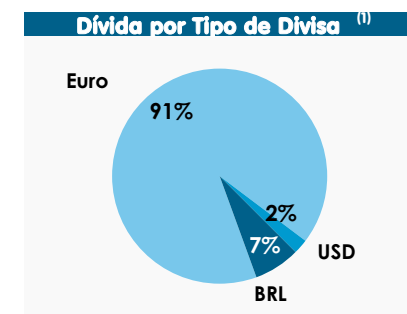
Dívida Líquida por subsidiária (€ M)	1T2005	2004
<i>Dívida Interna + Externa</i>		
EDP Produção	2.006,8	2.168,5
EDP Comercial	115,2	89,1
Enernova & EDP Bioeléctrica	148,5	127,9
EDP Distribuição	1.300,7	1.339,5
Hidrocontábrico	1.703,9	1.711,3
Brasil	972,8	917,1
Oni	667,3	703,9
EDP SA & Ajustamentos	1.681,8	1.482,4
Dívida Líquida Grupo EDP	8.596,9	8.539,9

Provisões Benefícios Sociais (€ M)	1T2005	2004
Pensões	1.246,4	1.278,5
Actos Médicos	730,2	727,7
Total	1.976,5	2.006,2

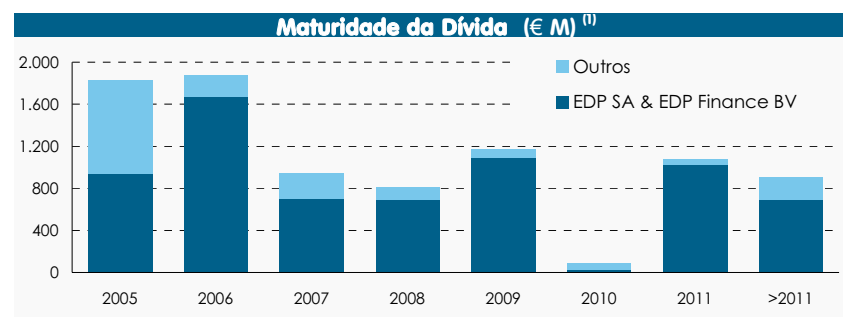
	Rating da Dívida		
	S&P	Moody's	Fitch
SA & BV	A/Neg/A1	A3/St/P2	
HC		Baa2/St/P2	BBB/P/F2
Bandeirante		Ba3/St	
Escelsa	B+/Neg	B2/Neg	
Investco		Ba1/St	



⁽¹⁾ Valor Nominal



⁽¹⁾ Valor Nominal



⁽¹⁾ Valor Nominal

• A dívida líquida total do Grupo EDP aumentou €57,0M, em relação ao final de 2004, para €8.596,9M. Apesar do elevado cash-flow operacional gerado no 1T2005, a dívida financeira aumentou com a realização de investimentos operacionais no montante de €196,2M, de investimentos financeiros de €155,1M e com o pagamento à REN de €53,0M relativos à correcção de hidraulicidade, consequência de um período de seca acentuada, que se reflectiu no cash-flow operacional.

• Os investimentos financeiros no período dizem respeito à: i) compra de uma participação de 46,625% na Portgás (€85,0M), a segunda empresa de distribuição de gás em Portugal, com 126 mil clientes (no final de 2004 a EDP já tinha adquirido uma participação indirecta de 12,9% nesta empresa); ii) aquisição de uma participação adicional de 20% na Turbogás (€52,0M), empresa que detém uma central CCGT de 990 MW, aumentando a participação da EDP para 40%; e iii) compra de dois parques eólicos, pelo montante de €18,1M, com 53 MW em desenvolvimento, dos quais 11,7 MW deverão entrar em funcionamento em Setembro de 2005 e 41,8 MW em Junho de 2006.

• A variação na dívida financeira externa ao nível da EDP S.A. e da Hidrocontábrico é explicada pela substituição da dívida financeira de longo prazo da Hidrocontábrico por suprimentos. Este processo de reestruturação da dívida, que foi concluído no 1T2005 com a substituição de €1.375M, resultará numa poupança de custos financeiros consolidados significativa (estimados em €6M por ano).

• A forte geração de cash-flow no core business permitiu uma redução da dívida relativa a estas áreas de negócio. O aumento da dívida no Brasil é explicado pelo empréstimo obtido junto do BNDES, relativo à construção da central hidroeléctrica de 450 MW de Peixe Angical (R\$522,5M ou €150,4M em dívida financeira) que deverá estar concluída durante o ano 2006.

Resultados Financeiros Consolidados

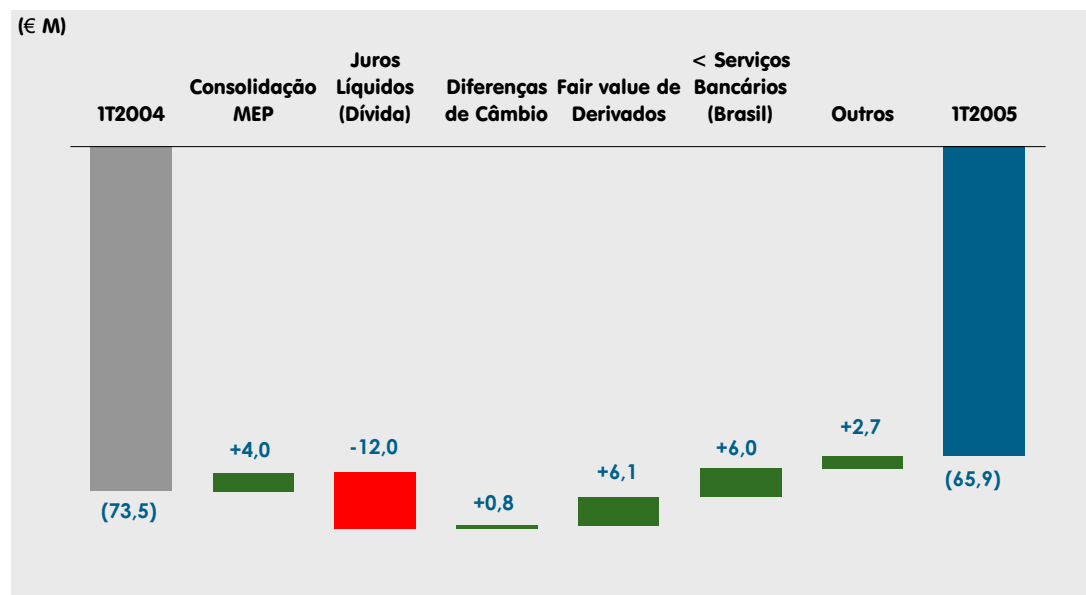


Resultados Financeiros (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
Empresas do Grupo e associadas	10,1	6,1	65,4%
Rendimentos de particip. de capital	0,0	0,0	-
Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros	10,1	6,1	65,5%
Juros Financeiros Líquidos	(91,9)	(80,0)	-15,0%
Diferenças de Câmbio	5,8	5,0	15,3%
Outros	10,2	(4,6)	-
Ganhos/(Perdas) Financiamento	(76,0)	(79,6)	4,5%
Resultados Financeiros	(65,9)	(73,5)	10,3%

Impacto Consolidação pelo MEP (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
REN (30%)	5,2	4,7	10,3%
Edinfor (40%)	(5,7)	-	-
Portgás (60%)	3,8	-	-
CEM (22%)	1,9	1,0	84,0%
Turbogás (40% em 2005/20% em 2004)	1,3	(0,5)	-
DECA II (EEGSA (21%))	1,3	-	-
Subsidiárias da HC	1,0	0,9	20,5%
Outros	1,4	0,0	-
Total	10,1	6,1	65,4%

Amort. trespasses e concessões (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
EBE	2,2	2,2	0,5%
IVEN (Escelsa/Enersul)	5,2	5,4	-2,8%
Comunitel	1,1	0,9	14,8%
Oni	0,8	0,8	-2,9%
Edinfor (imparidade goodwill)		1,3	-
Total	9,4	10,7	-12,7%

Nota: De acordo com o 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:

Um aumento de €4,0M em “**Empresas do grupo e associadas**” inclui os seguintes impactos positivo: i) o início da consolidação da Portgás (+€3,8M), uma empresa distribuidora de gás, na sequência do exercício da opção de compra em Dezembro de 2004 sobre 60% do seu capital social; ii) a melhoria do resultado líquido da Turbogás (um prejuízo de €2,5M no 1T2004 e um lucro de €3,2M no 1T2005) e o aumento da participação da EDP de 20% para 40% em meados de Março de 2005 (+€1,8M); iii) EEGSA (+€1,3M) e as subsidiárias da Hidrocantábrico (+€1,4M). Estes impactos foram mitigados pela contribuição negativa da Edinfor (-€5,7M) que começou a ser consolidada pelo MEP em Janeiro de 2005 (antes era consolidada pelo método integral nas contas da EDP) após a alienação de 60% da empresa à LógicaCMG.

Um aumento de 15,0% dos “**Juros financeiros líquidos**” reflectindo i) o aumento de dívida fruto da consolidação integral da Hidrocantábrico (antes 40% proporcional) no 1T2005 (+€12,7M), ii) mitigado pela queda no custo médio da dívida de 4,45% para 4,42% (-€0,7M).

A variação em “**Outros**” ganhos e perdas financeiros reflecte a redução de serviços bancários e outros custos no Brasil (+€6M) e o efeito positivo resultante da implementação do IAS39, relativamente ao “fair value” de derivativos (+€6,1M)

Áreas de Negócio

Emissão de Energia em Portugal

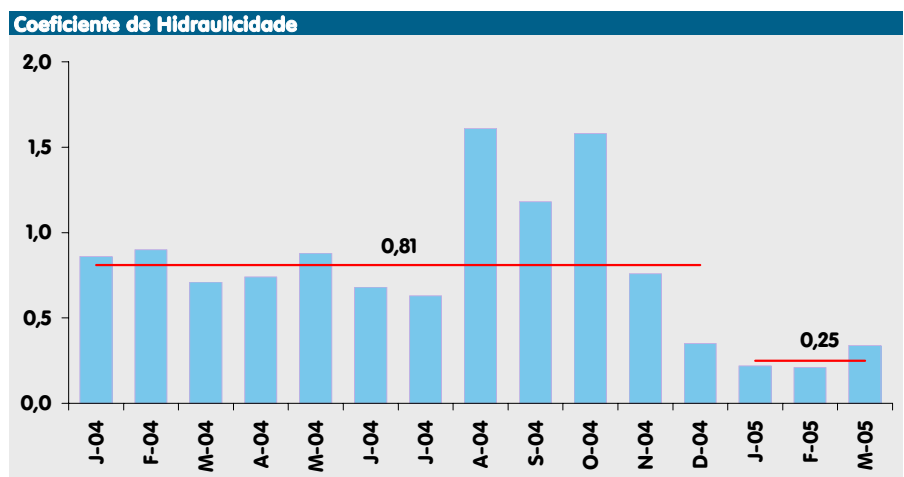


Produção de Electricidade (GWh)	1T2005	1T2004	Δ%
Emissão Hidroeléctrica (SEP) ⁽¹⁾	1.295	3.428	-62,2%
Emissão Termoeléctrica (SEP) ⁽¹⁾	4.410	2.678	64,7%
Produção Vinculada	5.705	6.106	-6,6%
Hidroeléctrica (SENV) ⁽²⁾	33	171	-80,7%
CCGT (SENV) ⁽²⁾	1.289	603	113,9%
Produção Não-vinculada	1.322	774	70,9%
Mini Hídrica	20	58	-66,0%
Coerção	185	196	-5,8%
Eólica	93	52	77,7%
Biomassa	13	15	-14,7%
Produção em Regime Especial	310	321	-3,5%
Total emissão EDP Produção	7.337	7.200	1,9%

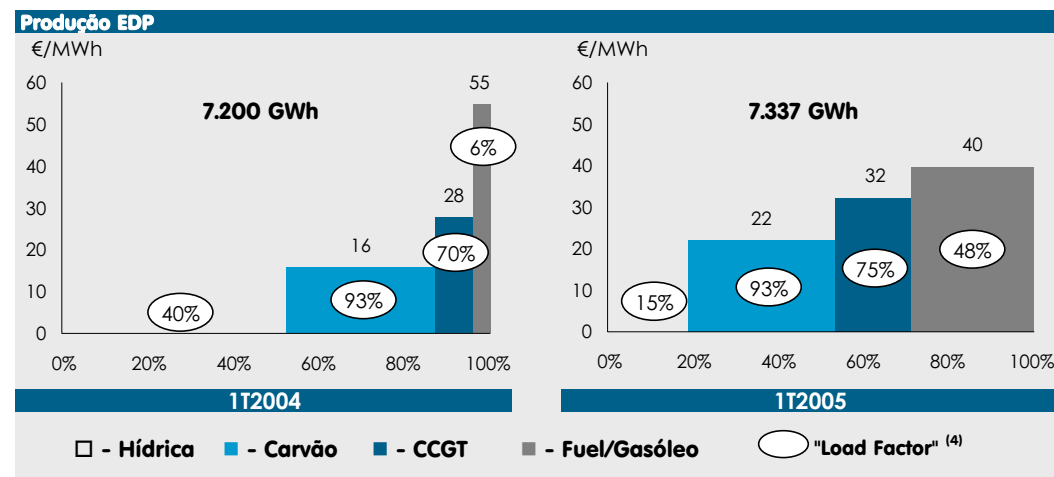
Emissão Central Térmica do Peao (SEP) ⁽¹⁾	1.218	931	30,8%
Emissão Central Térmica da Tapada (SEP) ⁽¹⁾	1.710	1.449	18,0%
Emissão Central Hídrica de Alqueva	32	18	77,8%
Autoprodutores (SEI) ⁽³⁾	1.262	1.048	20,4%
Saldo Importador / Exportador	1.380	1.371	0,7%
Vendas Directas Cli. Indust. (incl. em Cogér.)	(63)	(141)	55,5%
Bombagem	(162)	(75)	-115,7%
Consumo referido à emissão	12.714	11.801	7,7%

Compensação síncrona	(7)	(10)	33,0%
Consumos próprios da produção	(1)	(3)	68,9%
Consumos próprios da rede de transporte	(3)	(3)	11,4%
Perdas na rede de transporte	(194)	(195)	0,7%
Energia entregue na distribuição	12.509	11.589	7,9%

Coefficiente de Hidraulicidade	0,25	0,83	-69,9%
---------------------------------------	-------------	-------------	---------------



Emissão Term. (GWh)	1T2005	1T2004	Δ%	Fuel	MW
Sines	2.421	2.432	(0,5%)	Carvão	1.192,0
Setúbal	1.337	116	-	Fuelóleo	946,4
Carregado	571	87	-	- Fuelóleo/GásNat	710,2
Barreiro	74	41	78,6%	Fuelóleo	56,0
Tunes	8	2	-	Gaóleo	197,0
Emissão Term. (SEP)	4.410	2.678	64,7%		



A procura de electricidade em Portugal registou um crescimento excepcional no período, +7,9% que no 1T2004, ascendendo a 12,5TWh, tendo o Grupo EDP sido responsável por 57% do total da energia entregue ao sistema (60% no 1T2004).

A produção de electricidade da EDP aumentou 1,9% no 1T2005, devido a i) um aumento de mais de oito vezes da emissão das centrais a fuel óleo e ii) ao contributo do segundo grupo de 392 MW da central do Ribatejo (CCGT) que começou a operar no 4T2004. O aumento foi mitigado pela menor utilização das centrais hidroeléctricas da EDP – 50% da capacidade da EDP em Portugal – no que foi considerado o trimestre mais seco dos últimos 25 anos (coeficiente de hidraulicidade de 0,25 vs. 0,83 no 1T2004).

Como consequência, a contribuição das centrais hidroeléctricas da EDP para a produção doméstica do Grupo caiu de 51% no 1T2004 para 18% no 1T2005, no entanto a margem bruta da EDP é apenas marginalmente afectada por alterações no mix de produção e aumento do preço dos combustíveis (ver página seguinte) uma vez que 86% da capacidade instalada do Grupo em Portugal está vinculada a contratos de aquisição de energia (CAE) de longo prazo do Sistema Eléctrico Público (SEP).

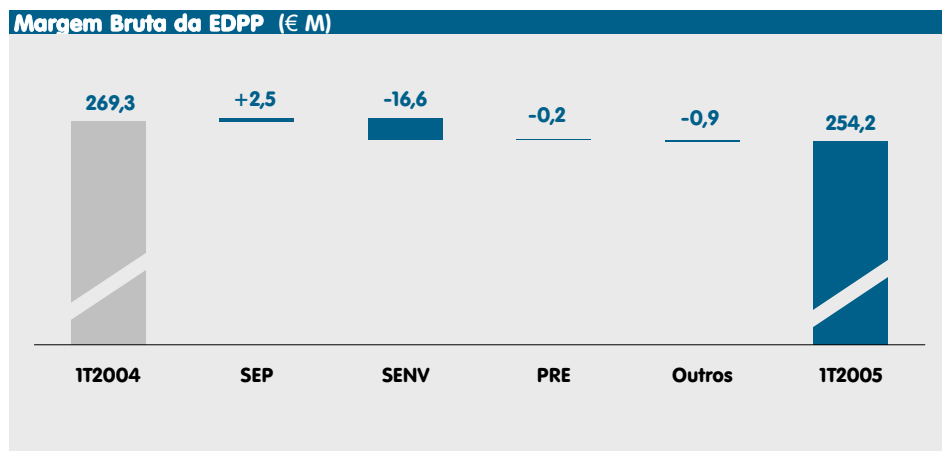
⁽¹⁾ SEP - Sistema Eléctrico Público ⁽²⁾ SENV - Sistema Eléctrico Não-vinculado ⁽³⁾ SEI - Sistema Eléctrico Independente

⁽⁴⁾ "Load Factor": número de horas equivalentes à produção de uma central relativamente ao número total de horas no período

SEP (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
CAE Parcela Fixa	222,9	220,4	1,1%
CAE Parcela Variável	137,3	56,3	144,0%
Vapor (Barreiro) & Cinzas	1,4	1,6	-8,5%
(-) Carvão	53,4	38,4	39,3%
(-) Fuelóleo	78,2	9,2	749,1%
(-) Gás Natural	0,2	4,1	-94,6%
(-) Gasóleo	0,6	0,2	196,2%
(-) Autoconsumo de electricidade e materiais	1,5	1,3	18,5%
Margem Bruta CAE	227,7	225,2	1,1%

SENV (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
Vendas de Electricidade	120,5	41,8	188,2%
(-) Custos directos (combustíveis + compras)	104,5	9,3	-
Margem Bruta SENV	16,0	32,5	-50,9%

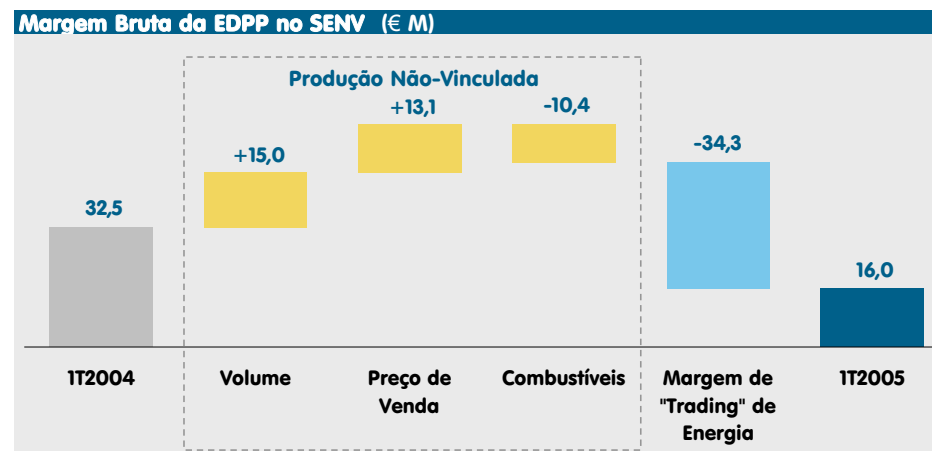
PRE (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
Cogeração	17,2	13,4	28,2%
Mini hídricas (<10MW)	1,6	4,5	-64,3%
(-) Gás Natural (Cogeração)	10,4	9,2	13,3%
(-) Compras de Electricidade	0,1	0,2	-39,3%
Margem Bruta PRE	8,3	8,5	-2,7%



A margem bruta no Sistema Eléctrico Público (SEP), aumentou 1,1%, 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 aumento na Parcela Fixa dos CAE no período reflecte a sua actualização à inflação, que foi mitigado por i) um menor factor de disponibilidade (km) das centrais hidroeléctricas (km hídrico: 1.043 no 1T2005 vs 1.049 no 1T2004) e ii) o pelo descomissionamento em Dezembro de 2004 da central de 43 MW da Tapada do Outeiro (€1,5M no 1T2004). A margem na aquisição de combustíveis (CAE Parcela Variável menos Custos com Combustíveis) melhorou ligeiramente (€4,4M no 1T2004 vs. €4,8M no 1T2005) apesar da menor 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 1T2005. A melhoria é explicada pelo impacto negativo da reavaliação dos stocks de carvão da EDPP (€2,3M) na margem na aquisição de combustíveis do 1T2004.

A margem bruta no Sistema Eléctrico Não Vinculado (SENV) diminuiu para os €16,0M na sequência i) da redução de 60% da energia entregue à EDPP ("parcela livre") e ii) dos elevados preços da pool no 1T2005 que tiveram um impacto negativo 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 do output extra proporcionado pelo segundo grupo da central do Ribatejo (CCGT) que mitigou os menores volumes saídos das centrais hidroeléctricas que operam no SENV.

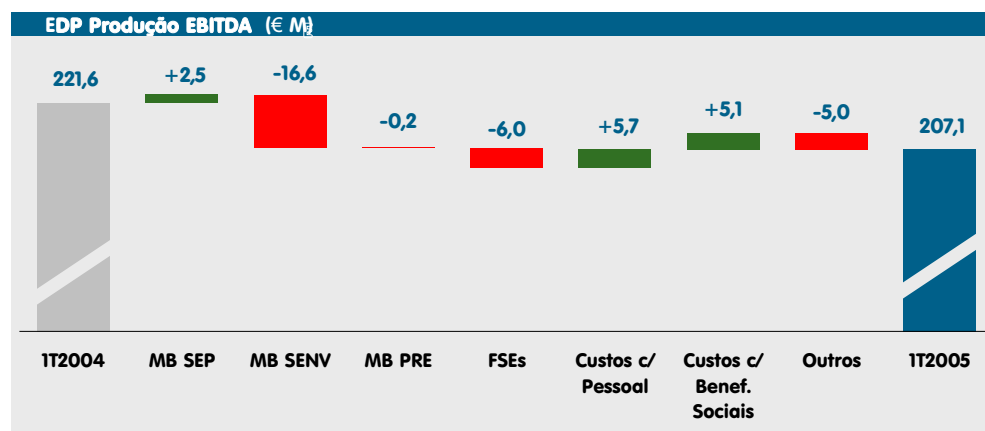
A margem bruta dos Produtores em Regime Especial (PRE) diminuiu fruto da queda de 66% na produção das centrais mini hídricas com menos de 10 MW, devido ao período de seca. A margem bruta dos cogeneradores da EDP aumentou 67,5% impulsionados por um preço médio de venda mais elevado na sequência do aumento da produção para o sistema, que mais que duplicou.



DR Operacional (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
Vendas de Electricidade	495,6	332,7	48,9%
Prestação de Serviços	(18,2)	16,2	-
Outras Vendas	5,5	5,3	3,5%
Volume de Negócios	482,8	354,3	36,3%
Compras de Electricidade	43,0	6,7	539,0%
Combustíveis para produção de elec.	184,5	77,8	137,2%
Materiais diversos e mercadorias	1,3	0,4	182,6%
Custos Directos da Actividade	228,7	84,9	169,3%
Margem Bruta	254,2	269,3	-5,6%
Margem Bruta / Vendas	52,6%	76,0%	-23,4 p.p.
FSEs Grupo	6,9	4,7	47,7%
FSEs Terceiros	11,0	7,2	51,9%
Custos com o pessoal	21,3	27,0	-21,2%
Custos com benefícios sociais	5,5	10,6	-47,8%
Rendas de Centros Electroprodutores	0,9	0,2	405,8%
Outros custos (proveitos) operacionais	1,4	(2,0)	-
Custos Operacionais	47,0	47,7	-1,4%
EBITDA	207,1	221,6	-6,5%
EBITDA / Proveitos	42,9%	62,6%	-19,7 p.p.
Amortizações do exercício	48,4	50,7	-4,4%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,1)	(1,0)	85,6%
EBIT	158,9	172,0	-7,6%
EBIT / Proveitos	32,9%	48,5%	-15,6 p.p.

Nº de empregados	1T2005	1T2004	Δ%
Número de empregados	1.785	1.975	-9,6%
Produção	1.067	1.184	-9,9%
Manutenção e Engenharia	465	507	-8,3%
Gestão de Energia	28	27	3,7%
Sub-Holding	225	257	-12,5%
MW/Empregado	4,55	3,94	15,5%

Investimento Operacional (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
Produção vinculada	2,7	2,2	27,6%
Produção não vinculada	18,9	1,8	940,0%
Outros investimentos	0,8	0,7	15,5%
Encargos financeiros	5,6	3,7	50,5%
Investimento Operacional Total	28,0	8,3	235,8%
Investimento recorrente	2,7	2,0	36,3%
Investimento não recorrente	25,4	6,4	296,8%



O EBITDA da EDPP caiu 6,5% na sequência i) do efeito negativo da redução das vendas para a parcela livre da EDPP e dos elevados preços da pool na margem bruta não vinculada da EDPP e ii) da redução em 1,4% dos custos operacionais explicados abaixo.

Os FSEs aumentaram €6,0M em resultado de i) prémios de seguros mais elevados (+€0,8M) devido a atrasos na facturação em 2004; ii) custos com manutenção mais elevados (+€0,5M) devido ao deslizamento do plano anual de manutenção da CPPE em 2004 e ao arranque das operações do segundo grupo de 400 MW da central do Ribatejo (CCGT); iii) trabalhos de reparação na Soporgen (€0,9M); iv) um custo extraordinário (+€1,2M) relacionado com fees de consultoria sobre os CMECs; e v) fees de gestão da EDP S.A. mais elevados (+€1,1M) – na sequência da nova política do grupo de alocação às unidades de negócio dos custos dos serviços prestados pela casa mãe – e serviços da EDP Valor (€+0,6M)

Os Custos com Pessoal diminuiram 21,2% reflectindo i) a redução de 9,6% do número de trabalhadores que resultou numa diminuição de 5,5% dos ordenados (após o aumento médio de 2,8% dos salários em 2004); e ii) um menor número de rescisões por mútuo acordo e reformas flexíveis no período, o que reduziu o pagamento de indemnizações em €2,9M.

Os Custos com benefícios sociais caíram 47,8% desde o 1T2004: i) o 1T2005 não inclui os salários pagos aos pré-reformados (€3,3M) uma vez que estes custos foram compensados pela utilização de uma provisão criada para este propósito na empresa mas, no 1T2004, a utilização desta provisão foi realizada ao nível da EDP S.A. (€3,3M) e ; ii) o 1T2004 inclui um aumento de €2,2M do prémio para pensões para contemplar uma insuficiência apurada no estudo actuarial do final de 2004.

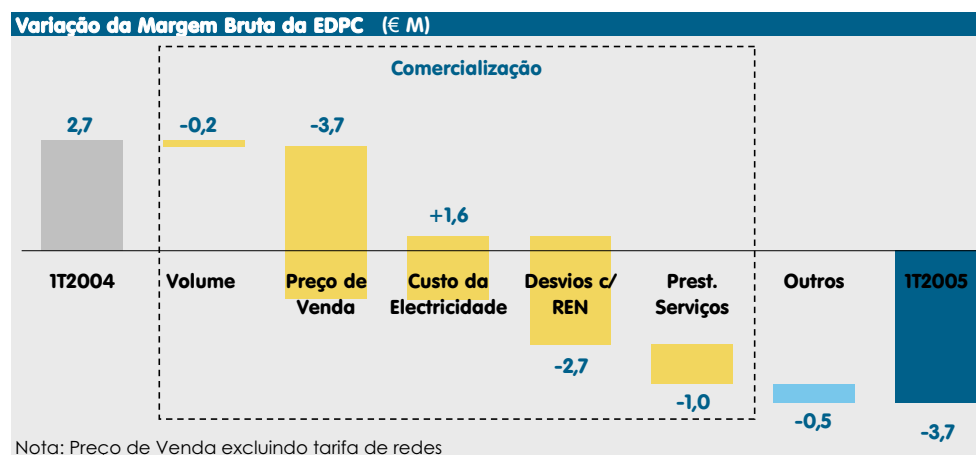
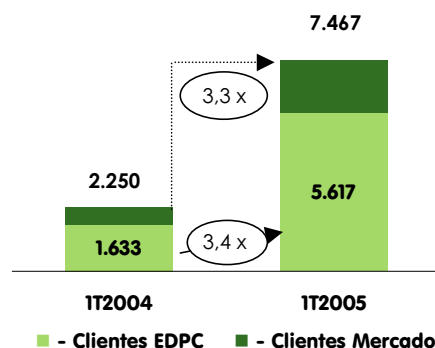
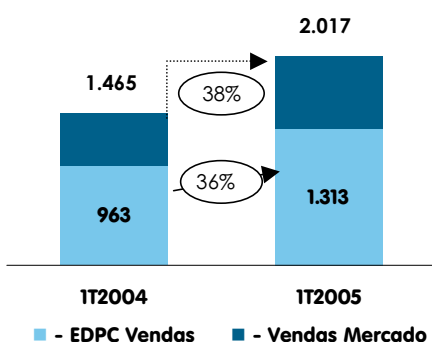
A variação em Outros custos (proveitos) operacionais está relacionada com o pagamento do Imposto Municipal sobre Transacções Onerosas de Imóveis (IMT) (€2,6M) referente à aquisição dos terrenos das centrais térmicas à REN (Carregado, Tunes e Setúbal) por €40,6M. O Investimento do 1T2005 ainda não reflecte esta aquisição.

DR Operacional (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
Volume de Negócios	107,4	77,2	39,0%
Custos Directos da Actividade	111,1	74,5	49,1%
Margem Bruta	(3,7)	2,7	-
Margem Bruta / Vendas	-3,5%	3,5%	-7,0 p.p.
FSEs	1,9	0,6	228,3%
Custos com o pessoal	0,9	0,8	11,7%
Custos com benefícios sociais	0,1	0,1	11,1%
Outros custos (proveitos) operacionais	0,0	0,1	-85,1%
Custos Operacionais	2,9	1,6	82,0%
EBITDA	(6,6)	1,1	-
EBITDA / Proveitos	-6,2%	1,4%	-7,6 p.p.
Amortizações do exercício	1,1	0,9	23,8%
Compensação amort. activos subsidiados	-	-	-
EBIT	(7,7)	0,2	-
EBIT / Proveitos	-7,2%	0,3%	-7,5 p.p.

EDPC Dados Operacionais	1T2005	1T2004	Δ%
EDPC Vendas de Electricidade (GWh)	1.313	963	36,3%
Quota de Mercado (GWh)	65%	66%	-0,6%
Número de Clientes	5.617	1.633	244,0%
Quota de Mercado (# of Clients)	75%	73%	2,6%
Numero de empregados	76	65	16,9%
Investimento Operacional (€ M)	0,3	1,4	-79,9%

Quota Mercado EDPC-GWh: 65%

Quota Mercado EDPC-# Clientes: 75%



Nota: Preço de Venda excluindo tarifa de redes

O total de energia fornecida no SENV cresceu 38% em relação ao 1T2004, para um total de 2.017 GWh no 1T2005, que agora representa 18% do total do consumo em Portugal (14% no 1T2004).

O mercado liberalizado em Portugal está numa fase ainda inicial de desenvolvimento e como consequência, o preço de venda reflecte o custo de captura de novos clientes. Assim, o aumento para mais do triplo do número de clientes da EDPC resultou num impacto negativo do preço de venda de €3,7M na margem bruta da empresa.

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.

EBITDA - EDPP & EDPC (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
Volume de Negócios	514,8	404,8	27,2%
Compras de Electricidade	79,4	56,9	39,4%
Combustíveis para prod. de electric.	184,5	77,8	137,2%
Materiais diversos e mercadorias	1,3	0,4	182,7%
Custos Directos da Actividade	263,8	134,7	95,9%
Margem Bruta	250,9	270,1	-7,1%
FSEs	19,0	11,5	65,4%
Custos com o pessoal	22,2	25,6	-13,4%
Custos com benefícios sociais	5,6	12,9	-56,2%
Outros custos (proveitos) operacionais	2,4	(2,1)	-
EBITDA	201,7	222,2	-9,2%
EBITDA / Proveitos	39,2%	54,9%	-15,7 p.p.

Note: 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.

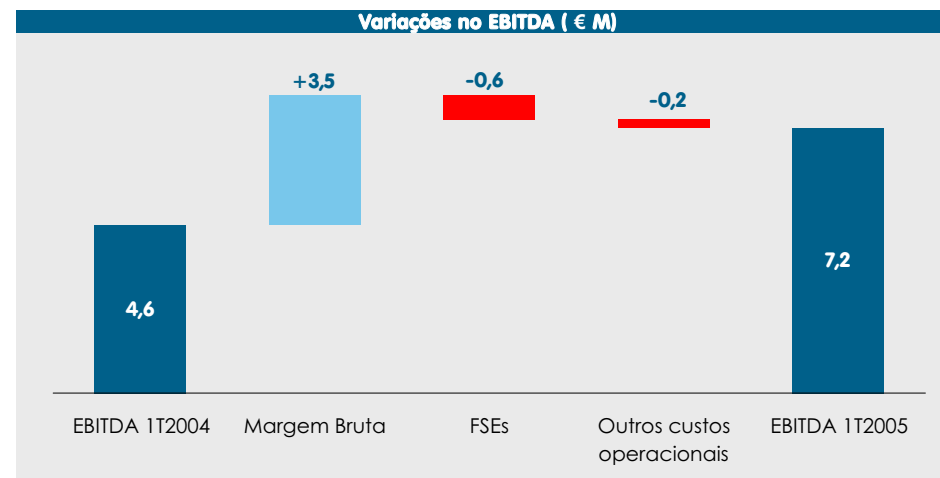
Capacidade Instalada - MW	1T2005	1T2004	Δ MW
Parques Eólicos	136	96	+40
Biomassa	9	9	-
Total	145	105	+40

Produção - GWh	1T2005	1T2004	Δ%
Parques Eólicos	93	52	77,5%
Biomassa	13	15	(14,7)%
Total	106	67	57,3%

DR Operacional (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
Eólicos	8,4	4,6	82,9%
Biomassa	0,9	1,1	(14,2)%
Vendas de Electricidade	9,3	5,7	64,6%
Custos Directos da Actividade	0,6	0,4	30,1%
Margem Bruta	8,8	5,2	67,5%
Margem Bruta / Vendas	93,9%	92,2%	1,6 p.p.
FSEs	0,9	0,3	257,6%
Custos com o pessoal e com benefícios sociais	0,2	0,1	58,5%
Rendas de Centros Electroprodutores	0,2	0,1	84,4%
Outros custos (proveitos) operacionais	0,2	0,1	41,0%
Custos Operacionais	1,5	0,7	135,9%
EBITDA	7,2	4,6	57,7%
EBITDA / Proveitos	77,3%	80,7%	(3,4 p.p.)
Amortizações do exercício	2,1	1,0	105,9%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,0)	(0,0)	(8,7)%
EBIT	5,2	3,6	43,4%
EBIT / Proveitos	55,2%	63,4%	(8,2 p.p.)

Número de Empregados	1T2005	1T2004	Δ%
Número de Empregados	16	14	14,3%

Investimento Operacional (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
Investimento Operacional	4,3	10,8	(60,3)%
Investimento Financeiro	18,1	-	-
Total Investimento	22,4	10,8	107,9%



- A capacidade instalada aumentou 40 MW vis-à-vis 1T2004, para 145 MW, devido à entrada em serviço do Parque Eólico de Vila Nova I (20 MW) no 3T2004 e do Parque Eólico da Serra do Açor (20 MW) no 4T2004.

- No seguimento do aumento da capacidade, a energia eólica produzida aumentou 77,5%, alcançando um output total de 93 GWh no 1T2005. A energia produzida beneficiou também de um número de horas vento superior no 1T2005, relativamente ao 1T2004, resultando num factor de utilização médio dos parques eólicos de 32% no 1T2005 que compara com 27% no período homólogo.

- O aumento da produção renovável permitiu que esta actividade alcançasse um aumento de 67,5% na margem bruta. O EBITDA aumentou 57,7%, em linha com a margem bruta, apesar do aumento nos custos operacionais associados à nova capacidade.

- Prevê-se um aumento na energia eólica, em linha com o objectivo estratégico de alcançar aproximadamente 900 MW de capacidade instalada em Portugal até 2007, cujo investimento tem por base um quadro tarifário estável. Em 2005, é esperado a entrada em funcionamento do Parque Eólico Serra d'El Rei (20 MW – final de 2005) e o reforço de potência dos seguintes parques eólicos: Vila Nova I (+6 MW – 2T2005), Pena Suar (+6 MW – 4T2005) e Fonta da Quelha / Alto Talefe (+6MW – 4T2005).

- No 1T2005 a Erenova adquiriu 2 novos parques eólicos com 53 MW de capacidade instalada em desenvolvimento, pelo preço de €18,1M. A conclusão desta transacção está dependente da decisão de não oposição por parte da Autoridade da Concorrência Portuguesa. Dos 53 MW, prevê-se que 11,7 MW entrem em funcionamento em Setembro 2005 e os restantes 41,8 MW em Junho 2006.

Electricidade Distribuída (GWh)	1T2005	1T2004 ⁽¹⁾	Δ%
Electricidade Entregue na Distribuição	12.509	11.589	7,9%
Vendas a centrais do Grupo EDP	(3)	(3)	9,1%
Consumos próprios da distribuição	(10)	(7)	-30,1%
Perdas da distribuição	(1.026)	(892)	-15,0%
Total das Vendas de Electricidade ⁽²⁾	11.471	10.686	7,3%
Vendas de Electricidade - SEP ⁽³⁾	9.454	9.221	2,5%
MAT (Muito Alta Tensão)	336	326	3,1%
AT (Alta Tensão)	1.216	979	24,2%
MT (Média Tensão)	1.411	1.686	-16,3%
BTE (Baixa Tensão Especial)	716	781	-8,2%
BT (Baixa Tensão)	5.407	5.109	5,8%
IP (Iluminação Pública)	369	341	8,1%
Vendas de Electricidade - SENV ⁽⁴⁾	2.017	1.465	37,6%
EDP	1.313	963	36,3%
AT (Alta Tensão)	9	7	36,7%
MT (Média Tensão)	1.222	956	27,9%
BTE (Baixa Tensão Especial)	81	-	-
Outros	704	502	40,2%
AT (Alta Tensão)	10	9	12,1%
MT (Média Tensão)	669	493	35,6%
BTE (Baixa Tensão Especial)	25	-	-
Número de Consumidores ⁽⁵⁾	1T2005	1T2004	Δ%
Consumidores SEP	5.830.031	5.749.919	1,4%
Consumidores SENV	7.467	2.250	-
Número de Consumidores	5.837.498	5.752.169	1,5%
Vendas de Electric. & Mg. Bruta (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
MAT (Muito Alta Tensão)	15,0	13,3	13,0%
AT (Alta Tensão)	60,9	47,0	29,4%
MT (Média Tensão)	114,8	124,6	-7,8%
BTE (Baixa Tensão Especial)	71,4	77,2	-7,5%
BT (Baixa Tensão)	654,3	611,6	7,0%
IP (Iluminação Pública)	25,4	28,5	-10,8%
Descontos de Interruptibilidade	(8,5)	(6,7)	-25,9%
Descontos de Correção Tarifária	(0,0)	(0,1)	90,5%
Vendas de Electricidade - SEP	933,3	895,3	4,2%
Vendas de Electricidade - SENV	44,6	26,8	66,3%
Vendas de Electricidade	977,9	922,1	6,1%
Compras de Electricidade	652,4	565,1	15,4%
Margem Bruta de Electricidade	325,5	356,9	-8,8%
Diferença Tarifária a Recuperar/(Devolver)	3,9	(21,4)	-

Proveitos Permitidos (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
Proveito Unitário URD: AT/MT (€ / MWh)	8,3	9,5	-12,8%
Energia entregue em AT/MT (GWh)	11.558	10.762	7,4%
Proveitos permitidos URD: BT (€ / MWh)	24,5	23,9	2,6%
Energia entregue em BT (GWh)	6.597	6.214	6,2%
Proveitos permitidos para a actividade de URD	257,0	250,3	2,7%
Valor médio dos activos afectos à CREDES (liqº de amortiz.)	69,4	84,0	-17,4%
Remuneração para os activos afectos à CREDES (%)	8,5	9,0	-5,6%
Amortizações dos activos afectos à CREDES	11,9	17,6	-32,3%
Custos anuais de estrutura comercial afectos à CREDES	14,6	15,2	-3,4%
Proveitos permitidos para a actividade de CREDES	32,5	40,3	-19,5%
Valor médio dos activos afectos à CSEP (liqº de amortiz.)	12,2	11,8	3,9%
Remuneração para os activos afectos à CSEP (%)	8,5	9,0	-5,6%
Amortizações dos activos afectos à CSEP	1,6	2,2	-25,8%
Custos anuais de estrutura comercial afectos à CSEP	16,9	21,4	-21,1%
Proveitos permitidos para a actividade de CSEP	19,6	24,7	-20,7%
Ajustamentos tarifários ano t-2 para URD, CSEP e CREDES	4,1	(1,6)	-
Ajustamentos tarifários anos t-1 & t-2 na Compra e Venda de Energia	6,9	21,8	-
Recuperação Custos PAR	9,4	-	-
Proveitos Permitidos	329,4	335,6	-1,8%

• A procura de electricidade aumentou 7,3% para 11,5 TWh no 1T2005. O consumo beneficiou de um Inverno rigoroso e do facto dos co-geradores terem optado por vender toda a energia produzida à tarifa de regime especial, recomprando ao sistema a energia de que necessitam a preços inferiores.

• Os proveitos permitidos diminuiram 1,8%. Os proveitos para o Uso da Rede de Distribuição (URD) aumentaram 2,7%, sendo que o aumento na electricidade distribuída mais do que compensou a redução do proveito médio unitário para esta actividade. Relativamente às actividades de Comercialização de Redes (CREDES) e Comercialização no SEP (CSEP), os proveitos diminuiram 20%, devido: i) a uma redução de 0,5% na taxa de remuneração dos activos; ii) a uma redução nos custos da estrutura comercial; e iii) uma menor base de activos regulada afecta à actividade de CREDES, devido à re-alocação de subsídios ao investimento do URD para a CREDES (última revisão tarifária - sem impacto no valor total dos activos afectos a estas 3 actividades). Os proveitos permitidos no 1T2005 incluem €9,4M relativos à recuperação dos custos com o Programa de Apoio à Reestruturação na EDPD.

• As compras de electricidade aumentaram 15,4%, essencialmente devido: i) a um aumento na electricidade distribuída para o SEP e SENV; ii) a um aumento de 43,6% na tarifa média para o Uso Global do Sistema (revisão tarifária para o ano 2005); e iii) a um aumento de €41,8M relacionados com uma variação no ajustamento trimestral dos custos com combustíveis (€35,6M neste trimestre, dos quais €10,3M, relacionados com AT/MT, estão a ser recuperados nas tarifas do 1T2005 e €25,3M, relacionados com BT, serão recuperados nas tarifas em 2006).

• A margem bruta da electricidade caiu 8,8% no período. A margem bruta da electricidade ficou €3,9M abaixo dos proveitos permitidos para o 1T2005, no entanto, a EDPD irá recuperar esta diferença nas tarifas durante os próximos dois anos.

⁽¹⁾ O Balanço Energético para o 1T2004 foi ajustado em 18 GWh (1,4 GWh relativos à inclusão das vendas da Engin e Soporgen como "Vendas ao Grupo EDP para consumo final" e 16,7 GWh relativos a uma correcção à energia entrada na rede)

⁽²⁾ Inclui Vendas ao Grupo EDP para consumo final

⁽³⁾ SEP - Sistema Eléctrico Público

⁽⁴⁾ SENV - Sistema Eléctrico Não-Vinculado

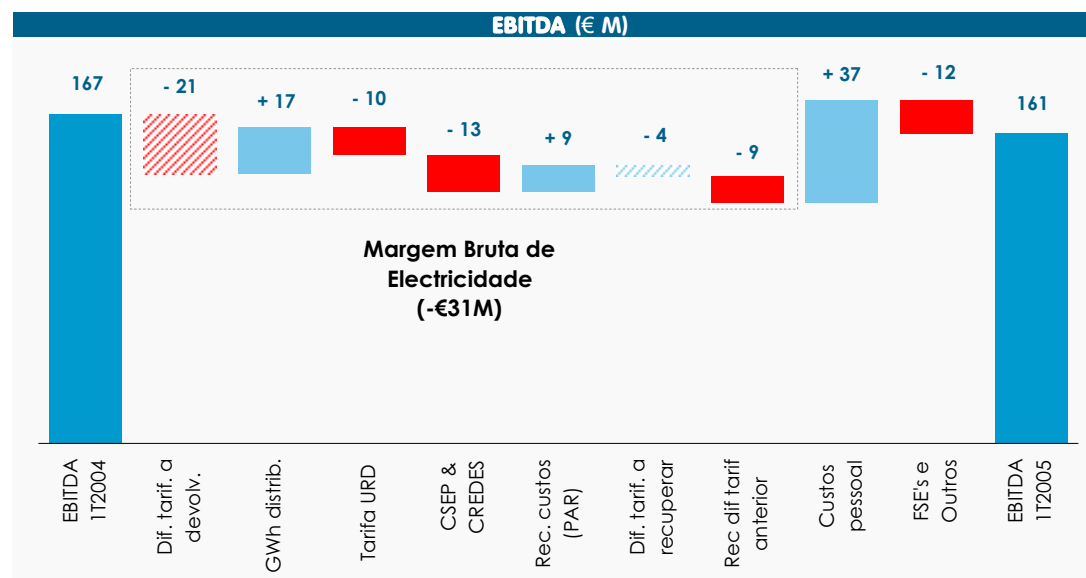
⁽⁵⁾ Inclui empresas do Grupo EDP

DR Operacional (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
Vendas de electricidade	977,9	922,1	6,1%
Prestação de serviços	5,5	5,9	-6,9%
Outras vendas	0,8	0,6	26,7%
Proveitos Operacionais	984,1	928,6	6,0%
Compras de electricidade	652,4	565,1	15,4%
Materiais	3,8	6,2	-38,7%
Custos Directos da Actividade	656,2	571,3	14,8%
Margem Bruta	328,0	357,2	-8,2%
Margem Bruta/Proveitos Operacionais	33,3%	38,5%	-5,1p.p.
Fornecimentos e serviços externos - Grupo	25,7	22,9	12,4%
Fornecimentos e serviços externos - Terceiros	30,0	23,9	25,6%
Custos com pessoal	43,1	54,9	-21,5%
Custos com benefícios sociais	19,4	44,1	-56,0%
Rendas de concessão	50,3	46,4	8,4%
Outros custos/(proveitos) operacionais	(1,1)	(2,4)	52,3%
Custos Operacionais	167,3	189,7	-11,8%
EBITDA	160,6	167,5	-4,1%
EBITDA/Proveitos Operacionais	16,3%	18,0%	-1,7p.p.
Amortizações	81,8	80,2	2,0%
Compensação amortização activos subsidiados	(19,1)	(16,7)	-14,2%
EBIT	98,0	104,0	-5,8%
EBIT/Proveitos Operacionais	10,0%	11,2%	-1,2p.p.

Número de Empregados	1T2005	1T2004	Δ
Número de Empregados	5.513	6.296	(783)
GWh Distribuído / Trabalhador	2,1	1,7	22,6%

Tempo de Interrupção Equivalente (min.)	1T2005	1T2004	Δ%
Tempo de Interrupção Equivalente	43	49	-13,4%

Investimento Operacional	1T2005	1T2004	Δ%
Rede de distribuição	79,6	65,2	22,0%
Outros investimentos	3,7	6,3	-41,6%
Encargos financeiros capitalizados	3,1	2,5	21,3%
Investimento Operacional	86,3	74,0	16,6%
Subsídios ao investimento - Numerário	21,1	16,8	25,7%
Subsídios ao investimento - Especie	8,0	10,8	-25,6%
(-) Total de Subsídios ao Investimento	29,1	27,5	5,6%
Investimento Operacional Líquido de Subsídios	57,2	46,5	23,2%



• Os FSEs prestados por empresas do Grupo aumentaram 12,4%, devido a um aumento nos custos com TI (+€2,0M) – atrasos na facturação no 1T2004. Os FSEs prestados por entidades externas cresceram 25,6%, reflectindo: i) um aumento de €2,4M em despesas de instalação ("re-branding") da rede de lojas da EDPD; ii) a contabilização, enquanto "terceiros", dos FSEs prestados pela Edinfor, no seguimento da venda de 60% desta empresa à LogicaCMG (+€1,7M) e iii) um aumento nos custos com serviços de corte com vista à recuperação de dívidas de clientes.

• Os custos com pessoal diminuíram 21,5% no período, traduzindo: i) uma redução de 12,4% no número de empregados, que se reflectiu num decréscimo de 9,6%, ou €6,1M, dos custos com pessoal activo (no seguimento de um aumento médio salarial de 2,8% para 2004); e iii) menores custos (-€5,4M) com indemnizações e prémios de passagem à "reforma flexível" (antecipação à idade da reforma) no 1T2005.

• Os custos com benefícios sociais caíram 56,0% no período: i) o 1T2005 não inclui salários com pré reformas (€11,9M) dado que estes custos foram compensados pela utilização da provisão criada para este fim na EDPD (no 1T2004, estes custos (€15,9M) foram compensados pela utilização da provisão existente ao nível da EDP, S.A.); iii) o 1T2004 inclui um aumento de €8,9M nos prémios para pensões, reflectindo a insuficiência detectada no estudo actuarial do ano 2004.

• A redução de 8,2% da margem bruta foi parcialmente compensada por uma diminuição dos custos operacionais, o que se reflectiu num decréscimo de 4,1% do EBITDA, para €160,6M no 1T2005.

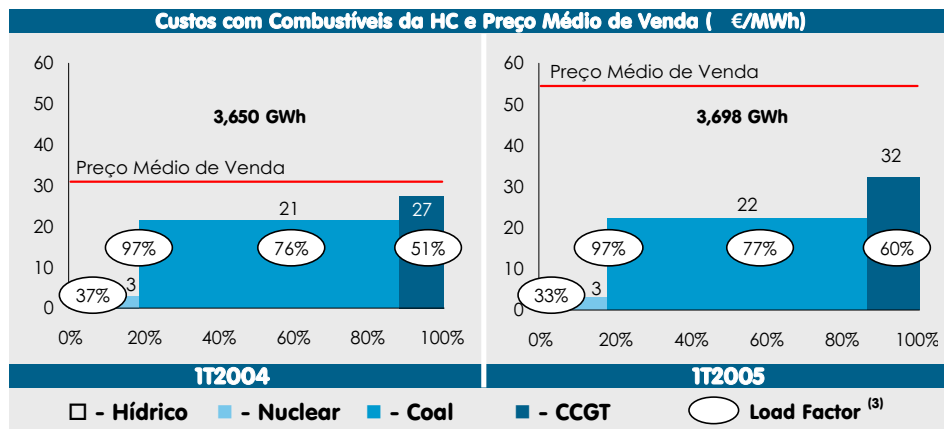
• O investimento operacional na rede de distribuição aumentou 22,0% no período, o que em conjunto com condições meteorológicas favoráveis, possibilitou uma melhoria de 13,4% no Tempo de Interrupção Equivalente, de 49 min. no 1T2004 para 43 min. no 1T2005.

Hidrocontábrico - Produção & Comercialização



Balço Energético em Espanha (GWh)	1T2005	1T2004	Δ%
Produção	52.696	49.231	7,0%
Regime Especial	11.240	11.755	-4,4%
Importações	2.810	1.884	49,2%
Vendas e Compras do Sistema	66.746	62.870	6,2%
Distribuição Regulada	42.856	41.907	2,3%
Comercialização	21.693	18.171	19,4%
Exportações	2.197	2.792	-21,3%

Fonte: OMEL



Produção Liq ^a de Electricidade da HC (GWh)	1T2005	1T2004	Δ%
Hidroeléctrica	305	341	-10,6%
Nuclear	331	330	0,4%
Aboño	1.421	1.706	-16,7%
Soto de Ribera	1.134	837	35,5%
Termoeléctrica (clássica)	2.555	2.543	0,5%
CCGT Castejón	506	436	16,1%
Produção Total	3.698	3.650	1,3%
Bombagem	(39)	(17)	-125,8%
Energia entregue na Pool	3.659	3.633	0,7%
Quota de Mercado da Hidrocontábrico	6,9%	7,4%	-0,4 p.p.

Produção - Preços Venda e Custos Comb.	1T2005	1T2004	Δ%
Preço Médio de Venda da HC (€/MWh) ⁽¹⁾	54,4	31,0	75,7%
Custo Médio dos Combustíveis (€/MWh) ⁽²⁾	21,9	20,6	6,5%

Comercialização - Vendas Energia a Clientes	1T2005	1T2004	Δ%
Electricidade Fornecida - GWh	1.173	1.043	12,5%
Vendas de Electricidade - € M	63,4	60,0	5,6%
Número de Clientes	5.455	3.708	47,1%

Margem Bruta (Produção + Comercialização)	1T2005	1T2004	Δ%
Proveitos Operacionais	277,5	201,1	38,0%
Custos Directos da Actividade	173,9	131,4	32,3%
Margem Bruta	103,6	69,7	48,7%

- No 1T2005, a procura de electricidade no mercado espanhol apresentou um crescimento de 8,8% face ao período homólogo, ou 6,3% quando corrigido dos efeitos de temperatura e dias úteis. A Hidrocontábrico apresentou um crescimento de 1,3% na produção de electricidade no 1T2005 devido a: i) um aumento generalizado da produção das centrais termoeléctricas, nomeadamente nas centrais de Soto e Castejón, num período extremamente seco (o coeficiente de hidraulicidade em Espanha caiu de 0,76 no 1T2004 para 0,33 no 1T2005); e ii) uma menor utilização do grupo Aboño 2 devido a paragens para reparações.

- A margem bruta da actividade de Produção e Comercialização apresentou um crescimento de 48,7% em relação ao 1T2004, no seguimento: i) do forte aumento do preço médio de venda para a pool na actividade de Produção, com um impacto positivo de €86,7M na margem bruta; ii) do aumento marginal do custo médio com combustíveis, reflectiu-se num impacto negativo de €5,3M; iii) do aumento do preço médio de compra na pool da actividade de Comercialização (-€31,7M); e iv) do facto que no 1T2004 a HC conseguiu recuperar €11,8M de CTCs.

- Os preços da pool no 1T2005 apresentaram um forte aumento para os €56/MWh (vs. €33/MWh no 1T2004) num período extremamente seco, e no seguimento de um contexto de custos com combustíveis elevados e forte crescimento da procura no pico (43.378 MW no 1T2004 vs. 37.724 MW no 1T2005). O aumento dos custos de produção do sistema não foi compensado pelo aumento das receitas reguladas, traduzindo-se num défice tarifário para o sistema. De acordo com a legislação espanhola a Hidrocontábrico é responsável pelo financiamento de 6,08% do défice tarifário, ascendendo a €41M no 1T2005. Este montante não foi deduzido às vendas, tendo sido contabilizado como um activo a receber devido à probabilidade da sua recuperação no seguimento: i) da Lei do Sector Eléctrico de 1997; ii) do precedente com a recuperação do défice dos anos 2000, 2001 e 2002; e iii) dos objectivos definidos no IAS 18, que apresenta a base legal para este procedimento.

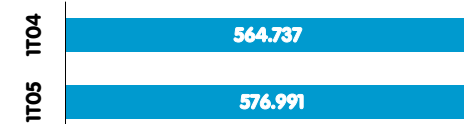
- No 1T2005, o custo médio com combustíveis aumentou 6,5% em relação ao 1T2004, devido ao aumento dos custos com gás natural desde o 2S2004, explicado pela subida dos preços do petróleo. No entanto, em relação ao 4T2004, a Hidrocontábrico conseguiu reduzir o custo médio com combustíveis em 2% devido à queda dos preços do carvão.

⁽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)	1T2005	1T2004	Δ%
Baixa Tensão	686	629	9,1%
Média Tensão	285	257	11,0%
Alta Tensão	1.438	1.436	0,1%
Electricidade Distribuída	2.409	2.322	3,8%
dos quais: clientes acesso	389	347	12,2%

Distrib. Electricidade (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
Transmissão	1,9	1,9	-0,1%
Distribuição	23,9	23,4	2,4%
Comercialização	1,9	1,8	3,1%
Proveito Permitido	27,7	27,1	2,3%

Consumidores Distribuição Electricidade

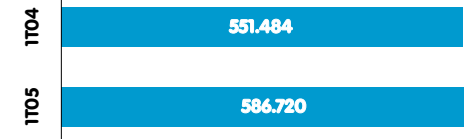


Os proveitos regulados da actividade de **Distribuição de Electricidade** apresentaram um crescimento de 2,3% em relação ao período homólogo, no seguimento do aumento da remuneração para as actividades reguladas reconhecido na tarifa de 2005. De acordo com o Real Decreto que define o proveito permitido 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 Hidrocontábrico.

Distribuição Gás (GWh) ⁽¹⁾	1T2005	1T2004	Δ%
Gás distrib. a clientes directos	2.954	2.544	16,1%
Gás distrib. a clientes acesso	3.906	3.786	3,2%
Gás Distribuído	6.860	6.330	8,4%

Distribuição Gás (€ M) ⁽¹⁾	1T2005	1T2004	Δ%
Transmissão	3,0	2,7	8,6%
Distribuição	27,3	23,9	14,0%
Comercialização	4,9	4,4	10,7%
Proveito Permitido	35,1	31,1	13,1%

Consumidores Distribuição de Gás



Gás Comercializado (GWh)	1T2005	1T2004	Δ%
Gás Comercializado	2.623	2.153	21,8%

Vendas de Gás (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
Vendas de Gás	36,7	28,7	27,9%

Clientes Comercialização de Gás



No 1T2005 o **consumo** no sector **do gás** em Espanha aumentou cerca de 20%. O sector da electricidade, baseado na tecnologia CCGT, contribuiu com 62% para este aumento devido ao período extremamente seco em Espanha. As baixas temperaturas no Inverno e o aumento do número de clientes, principalmente no segmento liberalizado, também contribuíram para este crescimento.

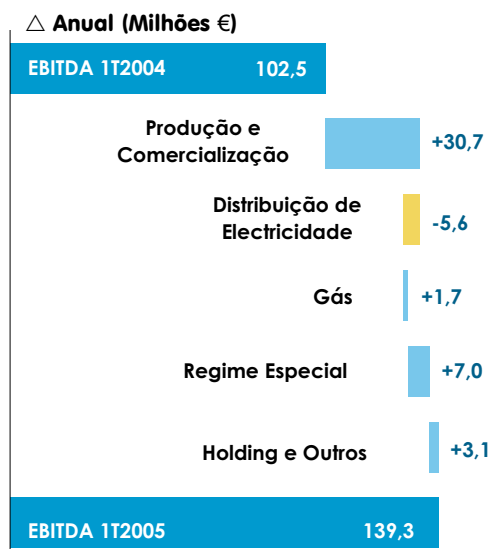
O volume de **Gás Distribuído** pela Hidrocontábrico aumentou 8,4% devido a um aumento de 6,4% do número de consumidores (+35.236 em comparação com o 1T2004). De acordo com a Ordem Ministerial que define o proveito permitido para as actividades reguladas do sector do gás para 2005, dos €1.179,7M atribuídos à actividade de distribuição de gás, €120,8M ou 10% foram atribuídos à Naturcorp e suas subsidiárias (€108,9 milhões se considerarmos o método de consolidação das subsidiárias da Naturcorp). Este montante representa um crescimento de 12% em relação ao proveito permitido atribuído em 2004, reflectindo o crescimento estimado para 2005, em consumo e clientes, para a actividade de gás da Hidrocontábrico.

A **Comercialização de Gás** apresentou um aumento de 22% nos volumes comercializados a clientes liberalizados, reflectindo um forte crescimento do número de clientes (+52%). Com esta performance a Hidrocontábrico conseguiu aumentar a sua quota no mercado liberalizado (excluindo a comercialização para o sector eléctrico) de 4% no 1T2004 para 5% no 1T2005.

Considerando o **mercado de gás regulado e liberalizado**, a Hidrocontábrico vendeu 5.577 GWh a clientes directos no 1T2005, o que representa um aumento de 19% face ao 1T2004. Assim, a quota de mercado da Hidrocontábrico no retalho do gás em Espanha, aumentou de 6% no 1T2004 para 7% no 1T2005 (excluindo a comercialização para o sector eléctrico).

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

Áreas de Negócio	Produção & Comerc.			Distribuição Electricidade			Gás			Regime Especial		
	1T2005	1T2004	Δ%	1T2005	1T2004	Δ%	1T2005	1T2004	Δ%	1T2005	1T2004	Δ%
Receitas	277,5	201,1	38,0%	158,4	103,8	52,6%	196,2	93,1	110,8%	24,7	12,8	92,8%
Custos Directos	173,9	131,4	32,3%	129,0	74,9	72,1%	152,5	50,8	200,1%	11,3	2,7	316,2%
Margem Bruta	103,6	69,7	48,7%	29,4	28,9	1,9%	43,7	42,2	3,4%	13,4	10,1	32,9%
Margem Bruta/Receitas	37,3%	34,6%	2,7 p.p.	18,6%	27,8%	-9,2 p.p.	22,3%	45,4%	-23,1 p.p.	54,4%	78,9%	-24,5 p.p.
Custos com o pessoal	9,4	9,6	-1,6%	5,7	5,0	14,9%	4,8	3,8	25,6%	1,8	1,7	9,9%
Outros custos (Liq.)	11,1	7,6	44,5%	10,6	5,1	105,0%	7,4	8,6	-14,0%	1,3	5,1	-75,2%
Custos Operacionais	20,5	17,2	18,9%	16,2	10,1	60,8%	12,1	12,4	-1,8%	3,1	6,8	-54,3%
EBITDA	83,1	52,4	58,5%	13,2	18,8	-29,8%	31,5	29,9	5,6%	10,3	3,3	210,6%
EBITDA/Receitas	30,0%	26,1%	3,9 p.p.	8,3%	18,1%	-9,8 p.p.	16,1%	32,1%	-16,0 p.p.	41,8%	26,0%	15,9 p.p.
Amortizações	23,8	23,2	2,7%	7,7	7,5	3,6%	8,0	7,2	10,4%	6,0	2,3	161,7%
Comp. amort. activos subsidiados	(0,0)	(0,0)	-0,9%	(0,5)	(0,4)	-22,3%	(0,4)	(0,3)	-25,9%	(0,0)	(0,0)	-0,6%
EBIT	59,3	29,3	102,7%	5,9	11,7	-49,4%	23,9	22,9	4,3%	4,4	1,1	305,1%
EBIT/Receitas	21,4%	14,6%	6,8 p.p.	3,7%	11,3%	-7,5 p.p.	12,2%	24,7%	-12,5 p.p.	17,7%	8,4%	9,3 p.p.
Investimento Operacional	3,6	9,3	-61,5%	8,3	6,1	34,2%	6,9	11,2	-38,2%	20,0	40,2	-50,3%
# empregados	583	620	-6,0%	362	350	3,4%	302	277	9,0%	131	97	35,1%



Produção e Comercialização: O EBITDA da actividade de produção e comercialização de electricidade apresentou um crescimento de 59% explicado pelo forte aumento dos preços praticados na pool. Os custos operacionais não são directamente comparáveis com o 1T2004 porque os custos de estrutura ao nível da Holding são agora imputados a cada actividade (€4,2M na Produção e Comercialização). Numa base comparável os custos operacionais teriam apresentado uma queda de cerca de 5,5%.

Distribuição de Electricidade: O aumento do proveito permitido atribuído à Hidrocantábrico, reconhecido na tarifa de 2005, contribuiu para o crescimento de 1,9% da margem bruta desta actividade. No que respeita aos custos operacionais, o 1T2005 não é directamente comparável com o 1T2004, devido à imputação de custos de estrutura da Holding a cada actividade (€3,4M no 1T2005). Numa base comparável os custos operacionais teriam aumentado cerca de 27% devido a maiores custos intra grupo associados com serviços comerciais prestados pela actividade de Comercialização à actividade de Distribuição.

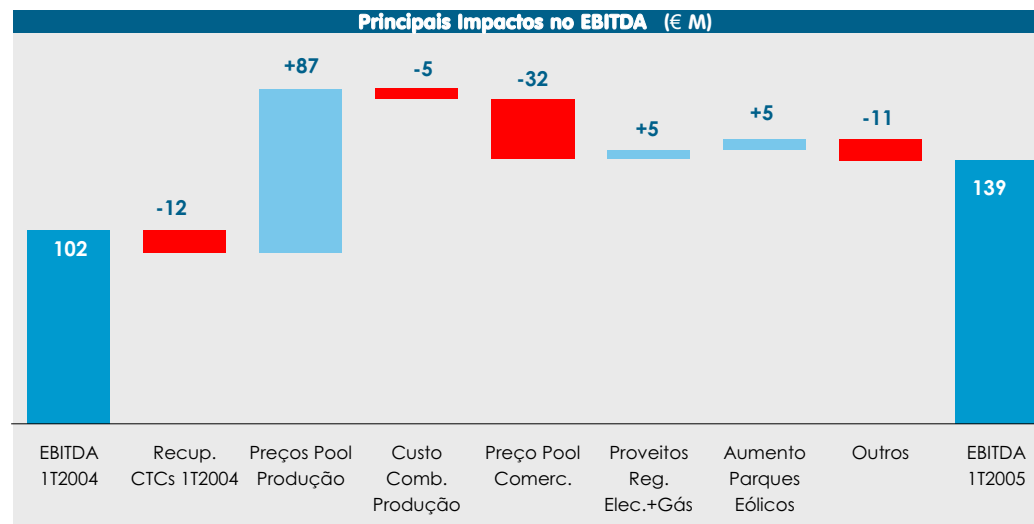
Gás: Os resultados desta actividade reflectem a performance do Grupo Naturcorp (56,8% detido pela Hidrocantábrico). As actividades da Naturcorp englobam: i) a distribuição de gás no mercado regulado; ii) a comercialização de gás para o mercado regulado e não regulado; iii) a gestão de um contrato de fornecimento de gás de 1.1bcm com Trinidad & Tobago; e iv) a comercialização de electricidade no País Basco aproveitando a sua forte presença na região para oferecer um produto integrado de gás+electricidade. É de referir que grande parte do EBITDA (90%) da actividade de gás provém da actividade de distribuição regulada, dando assim origem a cash-flows operacionais estáveis. A margem bruta no 1T2005, aumentou 3,4% no seguimento de um aumento de 13% dos proveitos da actividade regulada – em linha com o crescimento do mercado – o qual foi mitigado por uma queda da margem da actividade de comercialização, explicada pelo forte aumento do custo do gás devido à subida dos preços do petróleo.

Regime Especial: A produção de electricidade aumentou 139% para os 249 GWh, devido ao aumento da capacidade instalada de 161 MW no 1T2004 para os 346 MW no 1T2005 (+124 MW em parque eólicos, +39 MW em resíduos e +18 MW em cogeração). É importante referir que a energia eólica alcançou os 223 MW de capacidade instalada, aumentando a sua produção de electricidade de 52 GWh no 1T2004 para 125 GWh no 1T2005. A margem bruta da actividade de produção em regime especial aumentou de €5,6M no 1T2004 para €15,1M no 1T2005 (a diferença para os valores apresentados na tabela acima vem das actividades de construção e engenharia de projectos PREs). Em 2005, deverão entrar em funcionamento os seguintes parques eólicos: Las Lomillas (50 MW – 50% detido pela Genesa) (Maio); La Sotonera (19 MW) (Julho); La Brújula (74 MW) (Setembro); e EL Boquerón (22 MW) (Dezembro).

Demonstração de Resultados (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
Volume de Negócios	619,4	450,1	37,6%
Custos Directos da Actividade	426,9	295,7	44,4%
Margem Bruta	192,4	154,5	24,6%
Margem Bruta / Proveitos	31,1%	34,3%	-3,3p.p.
Fornecimentos e serviços externos	23,1	20,1	15,2%
Custos com o pessoal e benefícios sociais	26,0	23,8	9,2%
Outros custos (ou proveitos) operacionais	4,0	8,1	-50,9%
Custos Operacionais	53,1	52,0	2,1%
EBITDA	139,3	102,5	35,9%
EBITDA/Proveitos	22,5%	22,8%	-0,3p.p.
Amortizações	45,9	41,3	10,9%
Compensação amort. activos subsid.	(0,9)	(0,8)	-21,4%
EBIT	94,4	61,9	52,5%
EBIT/Proveitos	15,2%	13,8%	1,5p.p.
Resultados Financeiros	(12,7)	(18,5)	31,4%
Resultados antes de impostos	81,7	43,5	88,1%
Impostos	28,8	16,1	78,4%
Interesses Minoritários	5,8	4,2	37,8%
Resultado Líquido	47,1	23,1	104,1%

Investimento Operacional (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
Investimento recorrente	19,7	29,3	-33,0%
Investimento não-recorrente	20,6	37,9	-45,7%
(-) Subsídios	(5,3)	(2,8)	-91,9%
Investimento Operacional	35,0	64,5	-45,8%

Número de Empregados	1T2005	1T2004	Δ
Número de Empregados	1.603	1.564	+39



O EBITDA consolidado no 1T2005 apresentou um crescimento de 35,9% no seguimento:

- de um aumento da margem da actividade de Produção devido à forte subida dos preços da pool, facto que compensou largamente o aumento do custo médio dos combustíveis;
- de um decréscimo da margem de vendas da actividade de comercialização devido à forte subida dos preços da pool;
- de um crescimento dos proveitos regulados da actividade de distribuição de electricidade e gás;
- de um crescimento das receitas provenientes de produção eólica, depois do aumento da capacidade instalada para 223 MW com a entrada em serviço do parque eólico de Albacete em Novembro de 2004 (124 MW).

- Os resultados financeiros melhoraram cerca de 31% principalmente devido à redução de 16% dos juros líquidos para €16,6M. Esta redução reflecte a substituição da dívida externa da Hidrocantábrico por suprimentos com a EDP (€1.375M), com um custo de financiamento inferior.

- A forte performance operacional da Hidrocantábrico reflectiu-se ao nível do Resultado Líquido o qual duplicou em relação ao 1T2004, para €47,1M

Vendas de Energia & Margem Bruta

Distribuição (GWh)	
Electricidade entregue na distribuição	
Perdas da distribuição	
Residencial	
Industrial	
Comercial	
Outros	
Empresas de Distribuição	
Venda de electricidade a clientes	
Electricidade distribuída a clientes de acesso	
Total Distribuído	

Bandeirante

1T2005	1T2004	△%
3.377	3.244	4,1%
(380)	(295)	28,6%
551	607	-9,1%
932	1.127	-17,2%
319	346	-7,7%
204	250	-18,3%
-	-	-
2.007	2.329	-13,8%
990	620	59,8%
2.998	2.949	1,7%

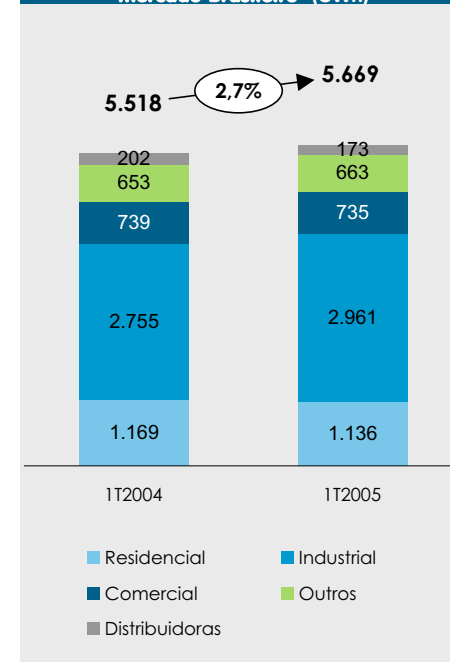
Escelsa

1T2005	1T2004	△%
2.199	2.049	7,3%
(323)	(245)	31,8%
338	323	4,8%
547	617	-11,3%
217	206	5,0%
216	208	3,9%
73	76	-4,0%
1.391	1.430	-2,7%
485	374	29,7%
1.876	1.804	4,0%

Enersul

1T2005	1T2004	△%
1.007	946	6,4%
(211)	(181)	17,0%
246	239	3,1%
113	136	-17,0%
158	149	6,3%
189	195	-3,1%
1	6	-87,3%
708	726	-2,4%
87	40	117,6%
795	766	3,9%

Total de Electricidade distribuída no mercado Brasileiro (GWh)



Margem Bruta (R\$ M)	
Residencial	
Industrial	
Comercial	
Outros	
Empresas de Distribuição	
Vendas de electricidade	
Electricidade distribuída a clientes de acesso	
Proveitos de electricidade	
Outras Receitas	
Receitas Totais	
(-) Custos directos da actividade	
Margem Bruta	

1T2005	1T2004	△%
186,5	185,8	0,4%
175,3	177,7	-1,4%
90,9	92,9	-2,1%
43,7	45,8	-4,6%
-	-	-
496,5	502,2	-1,1%
49,7	22,8	118,4%
546,2	525,0	4,0%
(42,0)	(28,0)	-49,9%
504,2	497,0	1,5%
335,9	343,0	-2,1%
168,3	153,9	9,4%

1T2005	1T2004	△%
94,1	89,5	5,1%
77,7	78,0	-0,4%
56,3	50,8	10,9%
38,3	36,0	6,2%
7,3	6,9	5,6%
273,6	261,2	4,8%
28,9	16,8	72,0%
302,5	278,0	8,8%
10,9	(14,5)	-
313,4	263,5	18,9%
203,5	172,1	18,3%
109,8	91,4	20,2%

1T2005	1T2004	△%
77,8	65,7	18,4%
22,9	23,0	-0,4%
48,5	39,7	22,3%
39,3	33,2	18,6%
0,1	1,2	-94,4%
188,6	162,7	15,9%
6,4	1,2	426,4%
195,0	163,9	19,0%
(14,3)	(12,8)	-11,5%
180,7	151,0	19,6%
99,6	86,7	14,8%
81,1	64,3	26,0%

Tarifa Média ao cliente (R\$/MWh)		
247,3	215,6	14,7%

247,3	215,6	14,7%
-------	-------	-------

196,7	182,7	7,7%
-------	-------	------

266,4	224,2	18,8%
-------	-------	-------

• O volume de electricidade distribuída pelas subsidiárias brasileiras apresentou um crescimento de 2,7% face ao 1T2004. Na Bandeirante, os volumes vendidos a clientes directos apresentaram uma queda de 13,8% devido à passagem de clientes industriais para o mercado livre. Estes clientes continuam a pagar o uso da rede de distribuição e o impacto na margem bruta da empresa desta passagem é negligenciável. O consumo de electricidade nas áreas da Escelsa e Enersul, aumentou cerca de 4% devido a um maior crescimento económico nessas regiões, temperaturas elevadas no verão e um aumento do número de clientes.

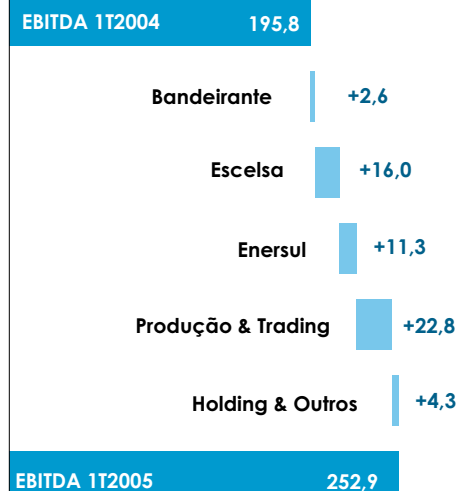
• A margem bruta da Bandeirante aumentou 9,4% vs. o 1T2004, devido a um crescimento de 1,7% no consumo e a um aumento médio tarifário de 15,95% aprovado pela ANEEL no ajustamento tarifário de Outubro de 2004. No entanto, isto apenas representa um crescimento de 11,4% em relação às tarifas do período anterior, porque em Outubro de 2004 a ANEEL alterou provisoriamente, com efeitos retroactivos, a Base de Remuneração Regulatória (65% do valor inicial) calculada na revisão tarifária de Outubro de 2003. A EDP espera receber a decisão final da ANEEL à Base de Remuneração Regulatória antes de Outubro de 2005.

• Na Escelsa, a margem bruta apresentou um crescimento de 20,2%, explicado por um crescimento de 4% do consumo de electricidade e um aumento médio tarifário de 4,96% aprovado na revisão tarifária de Agosto de 2004. É de referir que este aumento inclui uma parcela negativa de 5,11% relacionada com a alteração definitiva da Base de Remuneração Regulatória (65% do valor inicial), a qual resultou numa devolução às tarifas de R\$56,7M entre Agosto de 2004 e Agosto de 2005.

• O crescimento de 26,0% da margem bruta da Enersul no 1T2005, deve-se principalmente ao crescimento de 4% do consumo e ao aumento médio tarifário de 17,02% aprovado pela ANEEL em Abril de 2004, dos quais: i) 5,62% resultam da recuperação dos custos não controláveis do período entre Abril de 2002 a Abril de 2004; e ii) 4,94% resultam da recuperação anual, em parcelas equivalentes, da diferença entre o aumento médio de 32,59% aprovado na revisão tarifária de Abril de 2003 e o índice de reposicionamento tarifário de 42,26% calculado pela ANEEL (o qual em Abril de 2005, foi alterado para 50,81%, com efeitos retroactivos, devido a uma correcção positiva da Base de Remuneração Regulatória).

Demonstração de Resultados Milhões R\$	Bandeirante			Escelsa			Enersul			Produção & Trading		
	1T2005	1T2004	Δ%	1T2005	1T2004	Δ%	1T2005	1T2004	Δ%	1T2005	1T2004	Δ%
Proveitos Operacionais	504,2	497,0	1,5%	313,4	263,5	18,9%	180,7	151,0	19,6%	117,0	98,5	18,8%
Custos Directos da Actividade	335,9	343,0	-2,1%	203,5	172,1	18,3%	99,6	86,7	14,8%	62,3	64,1	-2,8%
Margem Bruta	168,3	153,9	9,4%	109,8	91,4	20,2%	81,1	64,3	26,0%	54,8	34,4	59,3%
Margem Bruta/Proveitos	33,4%	31,0%	2,4 p.p.	35,1%	34,7%	0,4 p.p.	44,9%	42,6%	2,3 p.p.	46,8%	34,9%	12 p.p.
Fornecimentos e serviços externos	26,3	18,4	42,8%	15,8	10,9	45,5%	13,1	8,8	48,4%	11,3	12,3	-7,9%
Custos com pessoal e benef. sociais	24,5	23,6	3,7%	18,5	18,3	1,6%	15,5	14,5	6,8%	0,8	1,4	-42,6%
Outros custos operacionais (Lia.)	12,0	8,9	34,7%	5,8	8,6	-32,7%	5,6	5,4	3,3%	(0,6)	0,3	-
Custos Operacionais	62,7	50,9	23,3%	40,1	37,7	6,4%	34,2	28,8	18,9%	11,5	13,9	-17,5%
EBITDA	105,6	103,0	2,5%	69,7	53,7	29,9%	46,9	35,6	31,8%	43,3	20,5	111,4%
EBITDA/Proveitos	20,9%	20,7%	0,2 p.p.	22,2%	20,4%	1,9 p.p.	26,0%	23,6%	2,4 p.p.	37,0%	20,8%	16,2 p.p.
Amortizações	20,1	18,4	9,4%	15,5	15,1	3,0%	13,3	13,7	-3,2%	2,5	3,2	-22,0%
EBIT	85,5	84,7	1,0%	54,2	38,6	40,4%	33,7	21,9	53,7%	40,8	17,3	135,8%
Outros indicadores:												
Investimento operacional	19,8	28,1	-29,6%	28,8	11,8	145,0%	27,9	9,7	187,2%	144,6	108,2	33,6%
Dívida Financeira (Grupo + Terceiros)	777,7	765,1	1,6%	1.584,1	1.731,0	-8,5%	553,0	600,2	-7,9%	724,5	289,6	150,2%
# empregados	1.245	1.248	-0,2%	1.228	1.305	-5,9%	889	933	-4,7%	234	223	4,9%

Δ Anual (Milhões de R\$)



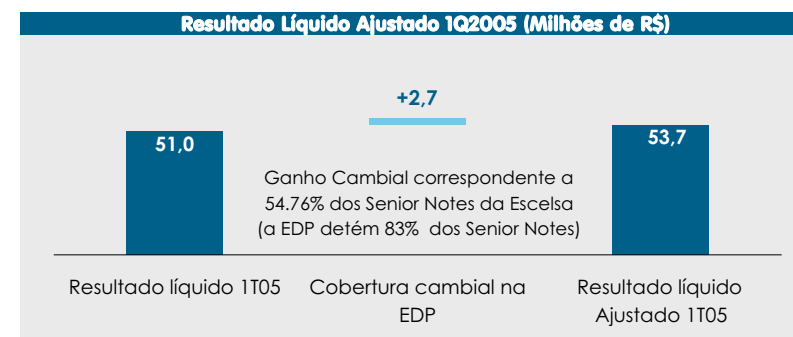
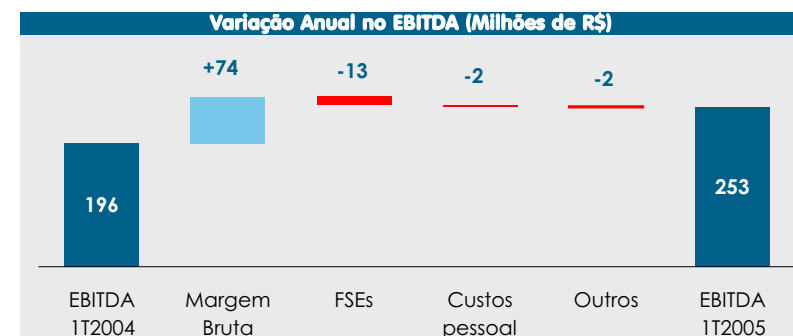
O EBITDA da **Bandeirante** aumentou 2,5% no 1T2005 no seguimento da performance ao nível da margem bruta. No entanto, o crescimento da margem bruta foi parcialmente mitigado por um aumento de custos operacionais relacionados com melhorias no serviço prestado ao cliente. Em 2004, a Bandeirante implementou um programa integrado de modernização, o qual teve impacto nas licenças de software e nos serviços externos após o 1T2004. Este programa inclui o sistema "Customer Care & Service" (CCS) com vista a melhoria da gestão do cliente. Apesar de um crescimento superior a 40% dos FSEs vs. o 1T2004, quando comparados com o 4T2004, os FSEs apresentaram uma redução de 9%.

A **Escelsa** apresentou um crescimento de EBITDA de 29,9% devido ao aumento de 20,2% na margem bruta. No 2S2004 a Escelsa decidiu fazer o outsourcing dos serviços de manutenção da rede, o que se reflectiu num aumento dos FSEs e numa redução de 60 trabalhadores. Adicionalmente, a empresa incorreu em custos superiores com serviços de leitura, manutenção, restabelecimento do fornecimento de energia e facturação. No entanto, quando comparados com o 4T2004 os FSEs apresentaram uma redução de 30%.

O crescimento da margem bruta da **Enersul** foi o principal contribuidor para o aumento de 31,8% do EBITDA. No 1T2005, a empresa incorreu em custos mais elevados com o envio de facturas devido: i) a uma decisão judicial que determinou que as facturas teriam de ser entregues pelos Correios; e ii) a um aumento de 5% no número de clientes. Adicionalmente, a Enersul apresentou um aumento dos custos relacionados com serviços de leitura, manutenção, tecnologias de informação e serviços comerciais, associados ao alargamento da rede de distribuição. No entanto, em comparação com o 4T2004 os FSEs apresentaram uma redução de 19%.

A actividade de **Produção e Trading** conseguiu duplicar o seu EBITDA em relação ao 1T2004, no seguimento da forte performance operacional ao nível das vendas. O direito da EDP na electricidade produzida pela central hidroeléctrica do Lajeado alcançou os 287 GWh, enquanto as vendas de electricidade aumentaram 13,0% de R\$20,8M para R\$23,5M devido ao aumento da tarifa, a qual está indexada à inflação. Em relação à actividade de trading e comercialização, a Enertrade aumentou em 44% o volume de vendas comercializado de 1.112 GWh no 1T2004 para 1.604 GWh no 1T2005. O aumento do investimento na actividade de produção está relacionado com a construção da central hidroeléctrica de Peixe Angical, cujo investimento no período foi R\$144M. Para 2005, espera-se que o investimento no projecto ascenda a R\$540M e em 2006 a R\$186M, data da sua entrada em serviço.

Demonstração de Resultados	Milhões de R\$			Milhões de €		
	1T2005	1T2004	Δ%	1T2005	1T2004	Δ%
Proveitos Operacionais	1.056,3	1.020,5	3,5%	306,6	282,0	8,7%
Custos Directos da Actividade	643,3	681,6	-5,6%	186,7	188,4	-0,9%
Margem Bruta	413,1	338,9	21,9%	119,9	93,7	28,0%
Margem Bruta/Proveitos	39,1%	33,2%	5,9p.p.	39,1%	33,2%	5,9p.p.
Fornecimentos e serviços externos	70,1	56,7	23,7%	20,4	15,7	29,9%
Custos com pessoal e benef. sociais	63,7	62,1	2,7%	18,5	17,2	7,8%
Outros custos operacionais (Liq.)	26,3	24,3	8,3%	7,6	6,7	13,8%
Custos Operacionais	160,2	143,1	12,0%	46,5	39,5	17,6%
EBITDA	252,9	195,8	29,1%	73,4	54,1	35,7%
EBITDA / Proveitos	23,9%	19,2%	4,8p.p.	23,9%	19,2%	4,8p.p.
Amortizações	51,5	50,5	1,9%	14,9	14,0	7,0%
EBIT	201,4	145,3	38,6%	58,5	40,2	45,6%
EBIT / Proveitos	19,1%	14,2%	4,8p.p.	19,1%	14,2%	4,8p.p.
Resultado Financeiro	(96,3)	(93,9)	-2,6%	(27,9)	(25,9)	-7,7%
Resultado Antes de Impostos	105,2	51,5	104,4%	30,5	14,2	114,7%
Impostos	43,0	23,7	81,1%	12,5	6,6	90,2%
Interesses Minoritários	11,2	(8,3)	-	3,2	(2,3)	-
Resultado Líquido	51,0	36,0	41,5%	14,8	10,0	48,7%



- O EBITDA das actividades da EDP no Brasil aumentou 29% no seguimento do forte crescimento da margem bruta. A actividade de distribuição contribuiu com 67% para o crescimento da margem bruta, enquanto que a actividade de Produção e Trading com 27%.

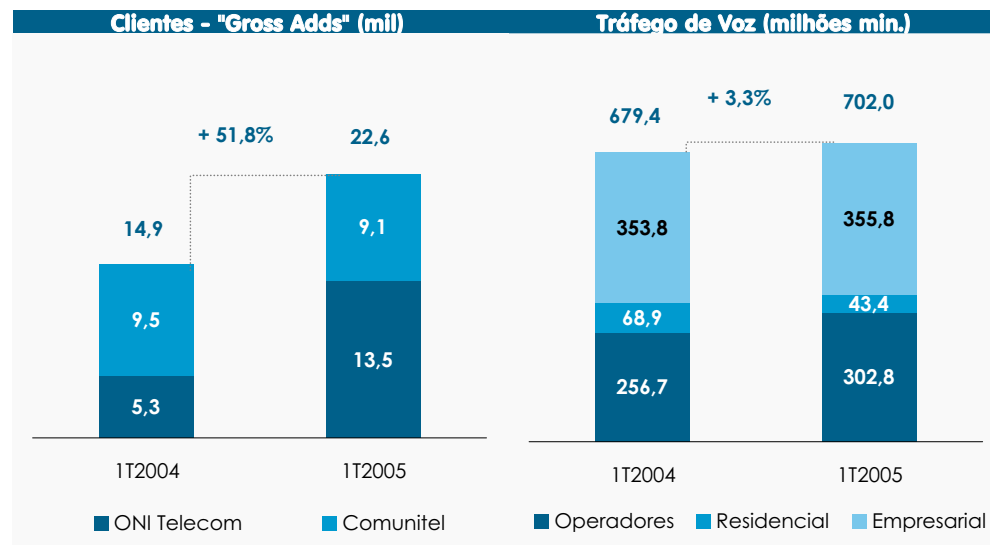
- No 1T2005 os custos operacionais apresentaram um crescimento de 12% em relação ao 1T2004. Este aumento é essencialmente explicado por: i) melhorias no serviço prestado aos clientes da actividade de distribuição, nomeadamente com a implementação do sistema "Customer Care & Service" na Bandeirante; ii) melhorias operacionais na actividade de distribuição, essencialmente através de serviços de manutenção preventiva da rede, incremento dos cortes de electricidade em caso de cobrança duvidosa e subsequente restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica e, bem como melhorias dos serviços prestados pelo call center. Adicionalmente, a EDP no Brasil incorreu em custos relacionados com a reestruturação societária em curso e com a adequação às directivas da Sarbenes-Oxley. Os custos com pessoal aumentaram a um ritmo inferior à inflação, beneficiando da redução de 120 trabalhadores em relação ao 1T2004. A actividade de distribuição contribuiu com uma redução de 124 trabalhadores em relação ao 1T2004.

- O Resultado Líquido, em moeda local, aumentou 41,5% no seguimento da forte performance operacional. Em Euros, as actividades no Brasil beneficiaram da apreciação do Euro em relação ao Real, cuja taxa de câmbio média BRL/Euro no 1T2005 era de 3,44 vs. 3,62 no 1T2004.

DR Operacional (€ M)	1T2005		
	ONI Telecom	Comunitel	Grupo ONI
Voz	16,7	34,0	49,9
Dados & Internet	16,2	6,3	20,6
Outros	6,1	0,8	7,7
Serviços de telecomunicações	39,0	41,1	78,2
Vendas de equipamento	0,4	0,3	2,6
Proveitos Operacionais	39,4	41,3	80,7
Serviços de telecomunicações	18,2	21,5	38,4
Vendas de equipamento	0,4	0,2	2,4
Custos Directos da Actividade	18,6	21,7	40,7
Margem Bruta	20,8	19,7	40,0
Margem Bruta/Proveitos Operacionais	52,8%	47,6%	49,5%
Fornecimentos e serviços externos	12,4	10,4	22,0
Custos com pessoal e benefícios sociais	7,2	5,4	13,9
Outros custos/(proveitos) operacionais	1,1	1,3	(3,5)
Custos Operacionais	20,7	17,0	32,4
EBITDA	0,1	2,6	7,6
EBITDA/Proveitos Operacionais	0,2%	6,4%	9,4%
Amortizações	9,9	4,1	13,5
EBIT	(9,8)	(1,5)	(5,9)
EBIT/Proveitos Operacionais	-24,9%	-3,5%	-7,4%

Número de Empregados	1T2005	1T2004	Δ
ONI Telecom	535	524	+ 11
Comunitel	437	535	- 98
Outros	91	93	- 2
Grupo ONI	1.063	1.152	- 89

Investimento Operacional (€ M)	1T2005	1T2004	Δ%
ONI Telecom	2,4	2,7	-8,6%
Comunitel	4,0	3,4	15,3%
Grupo ONI	6,4	6,1	4,9%



- O número de novos clientes ("Gross Adds") registou um crescimento anual de 51,8%, suportado na aposta estratégica do Grupo Oni nos clientes de acesso directo e no lançamento do Oni Duo na Oni Telecom (bundle de voz e Internet de banda larga).

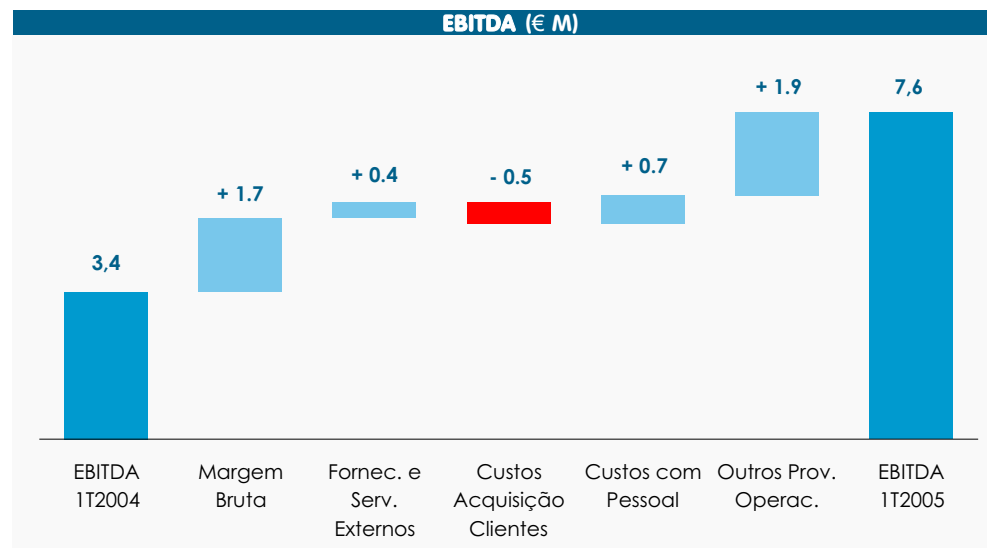
- O tráfego de voz comutado pelo Grupo Oni aumentou 3,3% no período, resultado de um crescimento de 17,9% no segmento de operadores. O tráfego de voz no segmento residencial registou um decréscimo motivado pela erosão nos clientes de acesso indirecto, ainda não compensada pelo crescimento registado nos clientes de acesso directo (nos quais o tráfego mais que duplicou em relação ao período homólogo).

- O investimento operacional apresentou um crescimento anual de 4,9%, para €6,4M no 1T2005, justificado pelo investimento realizado no desenvolvimento da rede ADSL e na aquisição de equipamentos para soluções empresariais. Estas duas rubricas de investimento estão directamente associadas à conquista de novos clientes.

DR Operacional (€ M)	Grupo ONI		
	1T2005	1T2004	Δ%
Voz	49,9	53,5	-6,7%
Dados & Internet	20,6	19,3	6,7%
Outros	7,7	6,0	27,8%
Serviços de telecomunicações	78,2	78,8	-0,8%
Vendas de equipamento	2,6	2,0	31,0%
Proveitos Operacionais	80,7	80,7	-0,02%
Serviços de telecomunicações	38,4	41,0	-6,4%
Vendas de equipamento	2,4	1,5	59,2%
Custos Directos da Actividade	40,7	42,5	-4,1%
Serviços de telecomunicações	39,8	37,8	5,2%
Vendas de equipamento	0,2	0,5	-58,5%
Margem Bruta	40,0	38,3	4,5%
Margem Bruta/Proveitos Operacionais	49,5%	47,4%	2,1p.p.
Fornecimentos e serviços externos	22,0	21,9	0,6%
Custos com pessoal e benefícios sociais	13,9	14,6	-4,5%
Outros custos/(proveitos) operacionais	(3,5)	(1,6)	-120,3%
Custos Operacionais	32,4	34,9	-7,0%
EBITDA	7,6	3,4	121,9%
EBITDA/Proveitos Operacionais	9,4%	4,2%	5,1p.p.
Amortizações	13,5	10,6	27,4%
EBIT	(5,9)	(7,2)	17,4%
EBIT/Proveitos Operacionais	-7,4%	-8,9%	1,5p.p.

- Os proveitos operacionais do Grupo Oni beneficiaram de um crescimento de 6,7% dos serviços de dados & Internet, resultado de um aumento de €3,5M nos proveitos provenientes da Internet de banda larga, que compensou o decréscimo de €3,6M nos serviços de voz, dos quais €2,9M são provenientes do acesso indirecto. De notar que excluindo o acesso indirecto, os proveitos operacionais do Grupo Oni teriam registado um aumento anual de 5,5%, em linha com um enfoque estratégico nos clientes de acesso directo.

- A margem bruta do Grupo Oni registou um crescimento anual de 4,5% (ou +2,1 pps), devido essencialmente a uma evolução favorável do mix de serviços prestados pela Comunitel, que mais que compensou o efeito negativo na Oni Telecom dos elevados custos de interligação e da tardia



revisão dos preços de aluguer dos lacetes, que só entraram em vigor em Maio de 2005.

- Os custos operacionais diminuiram 7,0% no período, devido ao facto de o 1T2005 incluir um proveito extraordinário de €5,3M relacionado com a venda da Oni Way. Excluindo este efeito, os custos operacionais teriam aumentado 8,2% no período, devido essencialmente: i) a um aumento de 18% nos custos associados à aquisição de clientes, que totalizaram €3,6M no 1T2005; e de ii) um aumento de €1,4M nas provisões para clientes de cobrança duvidosa.

- A melhoria da margem bruta do Grupo Oni, em conjunto com um controle apertado dos custos com pessoal e fornecimentos e serviços externos, outros que não os relacionados com a aquisição de clientes, permitiram uma melhoria do EBITDA para €7,6M no 1T2005, correspondentes a uma margem EBITDA de 9,4%.

- Em Março de 2005, os accionistas do Grupo Oni concretizaram a segunda tranche de um plano de financiamento de €100M, tendo realizado suprimentos no valor de €35M. Recorde-se que a primeira tranche desta operação foi concretizada em 2004, através da realização de suprimentos no montante de €65M.

Demonstrações Financeiras

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1T2005 (€ M)	EDP Produção	EDP Comercial	Enernova & EDP Bioelétrica	EDP Distribuição	HC	Brasil	ONI	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	495,6	107,9	9,3	977,9	430,1	275,8	-	2.136,1
Outras Vendas	5,5	-	-	0,8	166,5	-	2,6	175,3
Prestação de Serviços	(18,2)	(0,6)	-	5,5	22,8	30,8	78,2	142,1
Proveitos Operacionais	482,8	107,4	9,3	984,1	619,4	306,6	80,7	2.453,5
Electricidade e Gás	43,0	111,1	-	652,4	343,3	183,9	-	1.195,6
Combustíveis	184,5	-	0,6	-	82,2	-	-	267,2
Materiais Diversos e Mercadorias	1,3	(0,0)	0,0	3,8	1,4	2,9	40,7	11,7
Custos Directos da Actividade	228,7	111,1	0,6	656,2	426,9	186,7	40,7	1.474,5
Margem Bruta	254,2	(3,7)	8,8	328,0	192,4	119,9	40,0	979,0
Margem Bruta/Proveitos	52,6%	(3,5%)	93,9%	33,3%	31,1%	39,1%	49,5%	39,9%
Fornecimentos e serviços externos	17,9	1,9	0,9	55,7	23,1	20,4	22,0	177,0
Custos com pessoal	21,3	0,9	0,2	43,1	25,1	17,8	13,8	133,4
Custos com benefícios sociais	5,5	0,1	0,0	19,4	0,9	0,7	0,2	25,1
Rendas de concessão	0,9	0,0	0,2	50,3	-	-	-	51,4
Outros Custos/(Proveitos)	1,4	0,0	0,2	(1,1)	4,0	7,6	(3,5)	30,9
Custos Operacionais	47,0	2,9	1,5	167,3	53,1	46,5	32,4	417,7
EBITDA	207,1	(6,6)	7,2	160,6	139,3	73,4	7,6	561,3
EBITDA/Proveitos	42,9%	(6,2%)	77,3%	16,3%	22,5%	23,9%	9,4%	22,9%
Amortizações	48,4	1,1	2,1	81,8	45,9	14,9	13,5	218,6
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(0,1)	-	(0,0)	(19,1)	(0,9)	-	-	(20,2)
EBIT	158,9	(7,7)	5,2	98,0	94,4	58,5	(5,9)	362,9
EBIT/Proveitos	32,9%	(7,2%)	55,2%	10,0%	15,2%	19,1%	(7,4%)	14,8%
Resultados Financeiros	(20,4)	(1,0)	(0,8)	(6,4)	(12,7)	(26,8)	(9,1)	(65,9)
Amortização dos direitos de concessão	-	-	-	-	0,0	(1,2)	(1,9)	(9,4)
Actividades descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados Antes de Impostos	138,5	(8,7)	4,4	91,6	81,7	30,5	(17,0)	287,6
IRC e Impostos Diferidos	32,5	(2,7)	1,2	16,8	28,8	12,5	0,1	67,8
Interesses Minoritários	1,2	-	-	-	5,8	3,2	0,1	3,0
Resultados Líquidos	104,7	(6,0)	3,2	74,7	47,1	14,8	(17,2)	216,9

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1T2004 (€ M)	EDP Produção	EDP Comercial	Enernova & EDP Bioelétrica	EDP Distribuição	HC 40%	Brasil	ONI	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	332,7	77,7	5,7	922,1	115,5	264,0	-	1.627,6
Outras Vendas	5,3	-	-	0,6	59,4	0,6	2,0	75,5
Prestação de Serviços	16,2	(0,5)	-	5,9	5,2	17,4	78,8	138,6
Proveitos Operacionais	354,3	77,2	5,7	928,6	180,0	282,0	80,7	1.841,7
Electricidade e Gás	6,7	74,5	-	565,1	75,9	185,2	-	806,7
Combustíveis	77,8	-	0,4	-	25,0	0,1	-	103,3
Materiais Diversos e Mercadorias	0,4	(0,0)	(0,0)	6,2	17,4	3,1	42,5	37,5
Custos Directos da Actividade	84,9	74,5	0,4	571,3	118,3	188,4	42,5	947,5
Margem Bruta	269,3	2,7	5,2	357,2	61,8	93,7	38,3	894,2
Margem Bruta/Proveitos	76,0%	3,5%	92,2%	38,5%	34,3%	33,2%	47,4%	48,6%
Fornecimentos e serviços externos	11,9	0,6	0,3	46,8	8,0	15,7	21,9	145,5
Custos com pessoal	27,0	0,8	0,1	54,9	9,0	16,4	14,4	147,3
Custos com benefícios sociais	10,6	0,1	0,1	44,1	0,5	0,8	0,2	34,9
Rendas de concessão	0,2	-	0,1	46,4	-	-	-	46,7
Outros Custos/(Proveitos)	(2,0)	0,1	0,1	(2,4)	3,3	6,7	(1,6)	8,4
Custos Operacionais	47,7	1,6	0,6	189,7	20,8	39,5	34,9	382,8
EBITDA	221,6	1,1	4,6	167,5	41,0	54,1	3,4	511,4
EBITDA/Proveitos	62,6%	1,4%	81,4%	18,0%	22,8%	19,2%	4,2%	27,8%
Amortizações	50,7	0,9	1,0	80,2	16,5	14,0	10,6	190,3
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(1,0)	-	-	(16,7)	(0,3)	-	-	(18,1)
EBIT	172,0	0,2	3,6	104,0	24,8	40,2	(7,2)	339,3
EBIT/Proveitos	48,5%	0,3%	63,4%	11,2%	13,8%	14,2%	(8,9%)	18,4%
Resultados Financeiros	(21,5)	0,0	(0,2)	(5,7)	(7,4)	(25,8)	(8,8)	(73,5)
Amortização dos direitos de concessão	-	-	-	-	0,0	(0,1)	(1,8)	(10,7)
Actividades descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados Antes de Impostos	150,5	0,3	3,4	98,3	17,4	14,2	(17,8)	255,1
IRC e Impostos Diferidos	41,5	0,2	0,9	38,8	6,4	6,6	(1,8)	72,5
Interesses Minoritários	(0,1)	-	-	-	1,7	(2,3)	(0,0)	(11,9)
Resultados Líquidos	109,0	0,0	2,5	59,5	9,2	10,0	(16,0)	194,5

Cash Flow por Área de Negócio



1T2005 (€ M)	EDP Produção	EDP Comercial	Energia & EDP Bioelétrica	EDP Distribuição	HC	Brasil	ONI	Grupo EDP
Resultado líquido	104,7	(6,0)	3,2	74,7	47,1	14,8	(17,2)	216,9
Amortizações	48,4	1,1	2,1	81,8	45,9	14,9	13,5	218,6
Compensação da amortização dos activos subsidiados	(0,1)	-	(0,0)	(19,1)	(0,9)	-	-	(20,2)
Amortização dos direitos de concessão	-	-	-	-	(0,0)	1,2	1,9	9,4
Provisões líquidas	1,3	0,0	0,0	9,5	(0,1)	2,2	1,4	(9,2)
Juros da conta de hidráulidade	-	-	-	-	-	-	-	2,1
Diferenças de câmbio	(0,3)	-	-	(0,0)	(1,1)	2,0	(0,0)	(5,8)
Consolidação pelo Equity	1,3	-	-	-	(1,6)	(0,7)	-	(10,1)
Impostos diferidos	(0,9)	(0,1)	(0,0)	(1,9)	-	(7,0)	0,1	1,7
Interesses minoritários	1,2	-	-	-	5,8	3,2	0,1	3,0
Outros Ajustamentos	1,4	-	-	0,5	0,1	(0,2)	0,3	20,6
Adicionar:								
Juros financeiros líq. e outros custos financ. (ou proveitos)	30,9	1,0	0,9	16,7	15,3	30,6	8,5	96,4
Cash Flow Operac. antes de Invest. Fundo de Maneio	187,9	(4,0)	6,2	162,2	110,6	61,1	8,7	523,5
Investimento em Fundo de maneio	47,4	(30,9)	3,8	(27,7)	(53,8)	2,0	(1,0)	(59,8)
Cash Flow Operacional	235,3	(34,9)	10,0	134,6	56,8	63,1	7,7	463,7
Investimento Operacional	(28,0)	(0,3)	(4,3)	(57,2)	(35,0)	(63,6)	(6,4)	(196,2)
Cash Flow Operacional Líquido	207,3	(35,2)	5,7	77,3	21,8	(0,6)	1,3	267,5

ANEXOS

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



Capacidade Instalada - MW	1T2005	1T2004	Δ MW
PORTUGAL	8.355	7.971	384
Regime Convencional	8.032	7.699	334
<i>Produção Vinculada</i>	7.005	7.052	-47
Hidroeléctrica (SEP)	3.903	3.903	
Termoeléctrica (SEP)	3.102	3.149	-47
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	197	197	-
<i>Produção Não-Vinculada</i>	1.028	647	381
Mini-Hídrica	244	255	-11
CCGT			
Central do Ribatejo	784	392	392
Regime Especial	322	272	50
Mini-Hídrica	66	56	10
Cogeração	111	111	-
Eólica	136	96	40
Biomassa	9	9	-
ESPAÑA	2.837	2.652	185
Regime Convencional	2.492	2.492	-
Hidroeléctrica	426	426	-
Termoeléctrica	1.910	1.910	-
Carvão			
Aboño	878	878	-
Soto de Ribera	645	645	-
CCGT			
Castejón	387	387	-
Nuclear			
Trillo	156	156	-
Regime Especial	346	161	185
Mini-Hídrica	3	3	-
Cogeração	41	24	18
Eólica	223	99	124
Resíduos	72	33	39
Biomassa	7	3	4

Produção de Electricidade - GWh	1T2005	1T2004	Δ GWh
PORTUGAL	7.337	7.200	137
Regime Convencional	7.027	6.879	148
<i>Produção Vinculada</i>	5.705	6.106	-401
Hidroeléctrica (SEP)	1.295	3.428	-2.133
Termoeléctrica (SEP)	4.410	2.678	1.732
Carvão			
Sines	2.421	2.432	-11
Fuelóleo / Gás Natural			
Tapada do Outeiro	-	-0	0
Setúbal	1.337	116	1.221
Carregado	571	87	484
Barreiro	74	41	33
Gasóleo			
Tunes	8	2	6
<i>Produção Não-Vinculada</i>	1.322	774	549
Mini-Hídrica	33	171	-138
CCGT			
Central do Ribatejo	1.289	603	686
Regime Especial	310	321	-11
Mini-Hídrica	20	58	-38
Cogeração	185	196	-11
Eólica	93	52	41
Biomassa	13	15	-2
ESPAÑA	3.962	3.761	201
Regime Convencional	3.698	3.650	48
Hidroeléctrica	305	341	-36
Termoeléctrica	3.061	2.979	83
Carvão			
Aboño	1.421	1.706	-285
Soto de Ribera	1.134	837	297
CCGT			
Castejón	506	436	70
Nuclear			
Trillo	331	330	1
Regime Especial	264	111	153
Mini-Hídrica	1	5	-4
Cogeração	51	22	29
Eólica	125	52	73
Resíduos	84	29	55
Biomassa	3	3	-0

DResultados (€M) IT2004	Nota	PT GAAP	IAS IFRS	△ €
Proveitos	1	1.799	1.842	+43
Custos Directos da Actividade	2	953	947	-6
Margem Bruta		846	894	+48
FSEs	3	147	146	-1
Custos com Pessoal	4	144	147	+3
Custos com benefícios sociais	5	17	35	+18
Outros custos (proveitos)	6	4	55	+51
Custos Operacionais		311	383	+72
EBITDA		535	511	-24
Amortizações (líquidas subsídios)	7	191	172	-19
Provisões	8	20	-	-20
EBIT		324	339	+15
Proveitos/(custos) financeiros	9	-71	-73	-2
Goodwill&Amort. dtos concessão	10	-23	-11	+12
Resultados Extraordinários	11	-7	-	+7
Resultados Antes de Impostos		222	255	+33
IRC&Impostos Diferidos	12	49	72	+23
Interesses Minoritários	13	-7	-12	-5
Resultado Líquido		181	194	+13

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 31 de Março 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 Pro forma IFRS, os ajustamentos necessários foram devidamente contabilizados e considerados nas Demonstrações Financeiras Consolidadas Oficiais do Grupo EDP, a 31 de Março 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 (€41M) 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 (+€10M). De acordo com as normas IAS/IFRS, os trabalhos para a própria empresa são reclassificados para a respectiva conta (-€18M 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 reconhecidos como custo no período incorrido em vez de serem capitalizados.

4. Custos com Pessoal

Os prémios anuais pagos aos trabalhadores, de acordo com as IFRS, são reconhecidos como custo do período (+€6M em 3 meses, dos quais €4M na EDP Distribuição e €1,5M na EDP Produção) em vez de serem contabilizados contra reservas como uma distribuição de resultados. As indemnizações pagas aos trabalhadores são reclassificadas de extraordinários para custos com pessoal (+€3M na EDP Produção, +€8M na EDP Distribuição e +€3M na Oni). De acordo com as normas IAS/IFRS, os trabalhos para a própria empresa são reclassificados para a respectiva conta com um impacto nos custos com pessoal (-€17M, dos quais -€16M na EDP Distribuição).

5. Custos com benefícios sociais

De acordo com as normas IAS/IFRS, as perdas actuariais foram totalmente reconhecidas contra reservas na data de transição e, por isso, a sua amortização já não se encontra contabilizada na DR (-€11M, dos quais -€2M na EDP Produção e -€7M na EDP Distribuição). As provisões para actos médicos foram reclassificadas de provisões para custos com pessoal (+€14M, dos quais +€10M na EDP Distribuição e +€3M na EDP Produção). As provisões adicionais para responsabilidades com pensões tiveram um impacto negativo nesta linha (+€14M, dos quais €11M na EDP Distribuição e €3M na EDP Produção).

6. Outros custos (ou proveitos)

De acordo com as normas IAS/IFRS, os trabalhos para a própria empresa são reclassificados para a respectiva rúbrica (+€45M, dos quais +€39M na EDP Distribuição e +€4M na EDP Produção). As provisões para clientes de cobrança duvidosa foram reclassificadas de provisões para outros custos (+€5M, dos quais +€3M na EDP Distribuição e +€2M no Brasil).

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 (-€8M, dos quais -€6M na Oni). Os custos administrativos e de estrutura não são capitalizados, de acordo com as normas IAS/IFRS e, por isso, as amortizações foram revertidas na DR (EDP Produção -€8M e EDP Distribuição -€6M).

8. Provisões

As provisões foram reclassificadas para a respectiva rúbrica, nomeadamente €14M para custos com pessoal (actos médicos) e €5M 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 rúbrica (+€6M em juros pagos, dos quais +€4M na EDP Produção e +€2M na EDP Distribuição). Dado que os activos e passivos regulatórios do Brasil não são contabilizados de acordo com as IAS/IFRS, os proveitos da Selic nestes activos e passivos não são contabilizados na DR (-€9M).

10. Goodwill & Amortização dos direitos de concessão

Descontinuação da amortização do goodwill (€13M).

11. Resultados Extraordinários

Os itens extraordinários são reclassificados como proveitos ou custos operacionais na respectiva rúbrica.

12. IRC & Impostos Diferidos

A variação nesta conta reflecte o imposto diferido nos ajustamentos IAS/IFRS acima mencionados (+€13M). Regularização de IRC no período (+€16M).

13. Interesses Minoritários

A alteração deste item reflecte os interesses minoritários nos ajustamentos IAS/IFRS acima mencionados.