



Resultados Trimestrais

1T2004

Gabinete de Relações com Investidores

Pedro Pires, Director
Gonçalo Santos
Elisabete Ferreira
Cristina Requicha
Rui Antunes
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, 29 de Abril de 2004

Resultados 1T2004	1
Overview sobre o EBITDA	2
Investimento Operacional	3
Cash Flow & Dívida Financeira	4
EDP Produção	5
Renováveis	7
EDP Distribuição	8
Hidrocantábrico	10
Brasil	14
Telecomunicações	17
Tecnologias da Informação	19
Resultados Financeiros e Extraordinários	20
Demonstração de Resultados Consolidada	21
Balanço Consolidado & Cash Fow	22
Demonstração de Resultados por Negócio	23
Balanço por Negócio	25
Cash Flow por Negócio	27

Resultados 1T2004



Milhões de €	1T2004	1T2003	△%
Proveitos e Ganhos Operacionais	1.798,6	1.657,1	8,5%
Custos Operacionais	1.263,9	1.196,1	5,7%
EBITDA	534,7	461,0	16,0%
Resultados Operacionais	323,9	234,7	38,0%
Resultados Financeiros	(94,6)	(71,5)	-32,3%
Resultados Extraordinários	(7,1)	23,4	-
Resultado Líquido	180,8	132,5	36,5%
EPS	0,060	0,044	36,5%
Investimento Operacional	143,3	178,9	-19,9%

Milhões de €	1T2004	YE2003	△
Dívida Financeira	7.362,5	7.492,7	(130,3)
Dívida Líquida	7.097,3	7.205,2	(107,9)

Principais Indicadores	1T2004	1T2003	△%
Número de Clientes			
Portugal	5.751.552	5.671.651	1,4%
Hidrocantábrico (1)	566.373	553.647	2,3%
Brasil	2.966.307	2.873.004	3,2%
Vendas de Electricidade (GWh)			
Portugal	10.171	9.820	3,6%
Hidrocantábrico (1)	3.071	2.900	5,9%
Brasil	4.969	5.115	-2,9%
N. de Empregados (Core Business)			
Portugal	8.350	9.106	-8,3%
Hidrocantábrico (1)	1.564	1.385	12,9%
Brasil	3.769	3.868	-2,6%

- O Grupo EDP registou um **forte crescimento** ao nível operacional no 1T2004. O **EBITDA** cresceu 16,0% enquanto que o EBIT aumentou 38%.
- O crescimento do EBITDA consolidado deveu-se:
 - (i) a uma contribuição de **€37,7 milhões da EDP Produção**, no seguimento da entrada em funcionamento da TER e da transferência da actividade de gestão de energia para a EDPP;
 - (ii) a um **crescimento de 6,3% no consumo** de energia da EDP Distribuição, o que contribuiu para um aumento de €14,3 milhões; e
 - (iii) às **revisões tarifárias** efectuadas no ano passado na **Bandeirante e na Enersul**, que proporcionaram uma melhoria adicional de €24,1 milhões.
- O **controlo de custos** continua a proporcionar resultados positivos. Os fornecimentos e serviços externos, numa base consolidada, diminuiram 5,6% ⁽²⁾, enquanto que os custos com pessoal decresceram 3,8% na sequência da introdução do "Plano de Racionalização dos Recursos Humanos".
- O EBIT beneficiou de uma alteração na contabilização da amortização dos activos subsidiados. Excluindo este efeito, **o EBIT cresceu 30%**.
- Os resultados financeiros reflectem uma diminuição dos dividendos recebidos, nomeadamente do BCP (a serem recebidos no 2T2004) e da Iberdrola (desinvestimento efectuado em 2003).
- O **Resultado Líquido** alcançou os €180,8 milhões, o que representa um **crescimento anual de 36,5%**. A EDP Produção foi a empresa que mais contribuiu para este crescimento.
- O **Cash-flow gerado ao nível do Core Business** proporcionou uma **redução** de €130,3 milhões **na dívida financeira** do Grupo EDP.

⁽¹⁾ A Hidrocantábrico é consolidada proporcionalmente (40%). Os valores acima apresentados respeitam a 100% da HC.

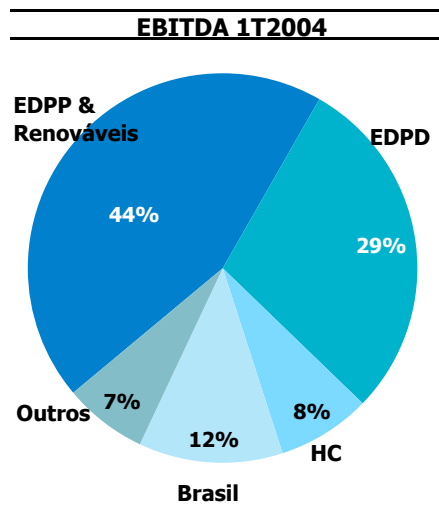
Nota: As contas apresentadas neste documento são não-auditas.

⁽²⁾ Ajustado pelos custos directos da ONI que são contabilizados com FSEs nas contas consolidadas do Grupo EDP

Overview sobre o EBITDA



EBITDA (€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
EDP Produção (1)	235,2	197,6	19,1%
Renováveis	4,9	2,4	103,3%
EDP Distribuição	153,9	139,6	10,3%
Hidrocontábrico	40,2	31,3	28,3%
Brasil	64,0	39,9	60,3%
Oni	8,6	(3,5)	-
Tecnologias de Informação	10,2	10,6	-3,9%
Outros e Ajustamentos	17,7	43,1	-58,9%
EBITDA Consolidado	534,7	461,0	16,0%



- O EBITDA da **EDP Produção** aumentou 19,1% beneficiando do início das operações da TER e da transferência da actividade de gestão de energia da EDP Energia para a EDPP. Adicionalmente, a EDPP também beneficiou com a eficiente aquisição de combustíveis (+€4,4 milhões) e com o corte de custos (custos operacionais caíram 3,9%).

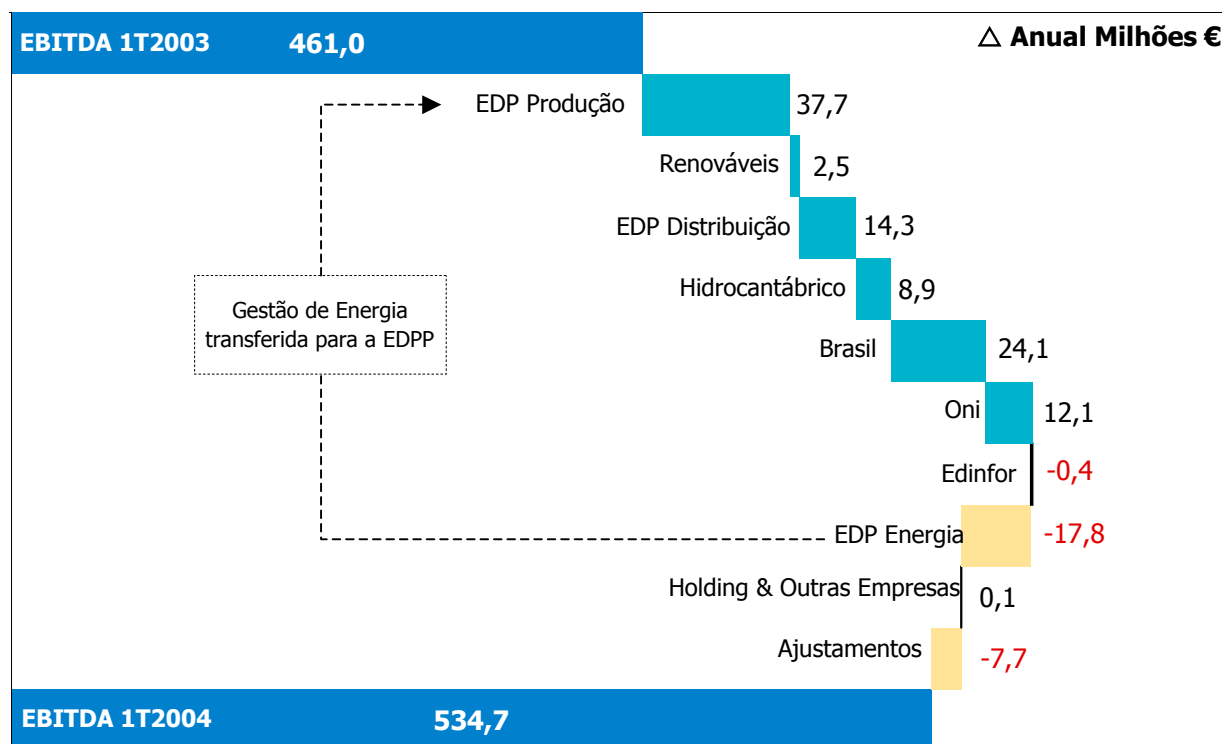
- A **EDP Distribuição** beneficiou do crescimento de 6,3% no consumo de electricidade que, apesar da queda da tarifa URD, resultou num aumento de €8,4 milhões no Proveito Permitido para a actividade de URD. Adicionalmente, o "Plano de Racionalização dos RH" iniciado no ano passado, resultou numa diminuição de 500 trabalhadores na EDPD em 2003, contribuindo para a queda de 6,4% dos custos com pessoal.

- A aquisição da empresa Basca de gás Naturcorp (meados de 2003) contribuiu com €24 milhões ou 24% para o EBITDA da **Hidrocontábrico**.

- As revisões tarifárias no **Brasil**, nomeadamente na Bandeirante (+18,0% em Outubro) e Enersul (+42,26% em Abril), foram importantes, permitindo uma melhor remuneração do capital investido. O EBITDA da Bandeirante e Enersul aumentou 122% e 121%, respectivamente.

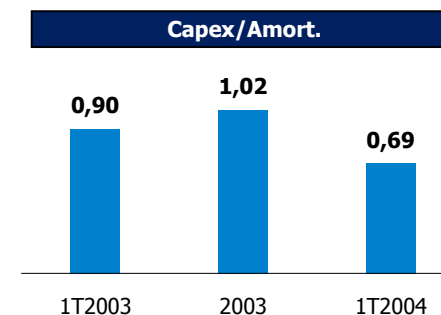
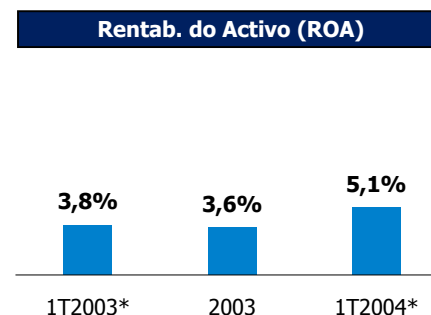
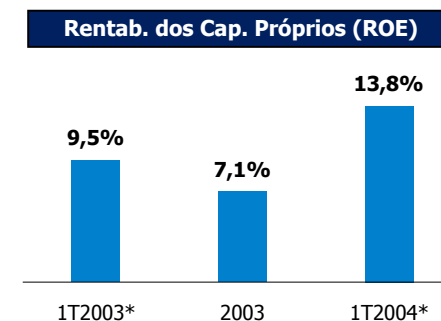
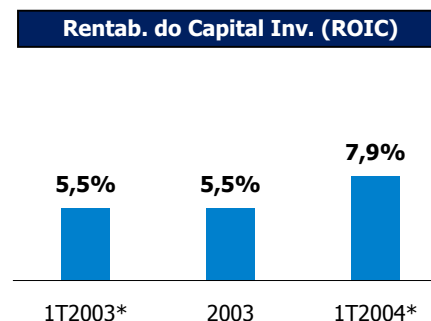
- O EBITDA da **ONI** aumentou €12,1 milhões em comparação com 1T2003 beneficiando da redução de 26,2% dos custos operacionais.

- Assim, o EBITDA do **Grupo EDP** apresentou um crescimento de 16,0% para os €534,7 milhões em consequência do aumento da procura e controle de custos. O Core Business foi uma vez mais o principal contribuidor para este crescimento.



(1) Exclui os PRE Enernova e EDP Bioeléctrica (Energias renováveis)

Investimento Operacional (€ M)	1T2004	2003	1T2003
EDP Produção ⁽¹⁾	8,3	236,1	39,7
Renováveis	10,8	39,7	3,1
EDP Distribuição	63,4	343,6	59,0
(-) Transferência activos Edinfor	-	12,0	-
(-) Subsídios em numerário	16,0	59,7	14,6
(=) Investimentos "cash" do Grupo	47,4	271,9	44,5
Hidrocantábrico (40%)	25,8	71,0	19,5
Brasil	38,5	125,8	48,0
Telecomunicações	6,3	46,2	9,1
Tecnologias da Informação	2,9	55,5	12,7
Outros	3,3	14,1	2,3
Total	143,3	860,4	178,9



- O investimento operacional do Grupo EDP ascendeu a €143,3 milhões no 1T2004, o que representa um decréscimo anual de 20%. De notar 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 caiu 79% no período em análise, no seguimento de uma forte redução do investimento na TER. No entanto, estima-se que o investimento até ao final do ano no segundo grupo da TER seja de cerca de €130 milhões. O primeiro grupo da TER (CCGT) entrou em exploração a 14 de Fevereiro de 2004 e prevê-se a entrada em funcionamento do segundo grupo em Outubro de 2004. A EDP irá construir um terceiro grupo de 400 MW na TER, ascendendo o investimento adicional a €197 milhões até 2006, quando este grupo deverá começar a operar. Prevê-se que a EDP comece a investir neste terceiro grupo no 2S2004.
- A Enernova planeia investir aproximadamente €196 milhões em 262 MW de capacidade eólica em parques com entrada em funcionamento prevista até 2006.
- O investimento na Hidrocantábrico aumentou 32,1% para €34,1 milhões devido aos investimentos efectuados no parque eólico da Albacete (124 MW), cuja entrada em funcionamento está prevista para o 4T2004. O investimento total para este projecto está estimado em €125 milhões, dos quais 60,3 milhões já foram investidos.
- A maioria do investimento da EDPP foi efectuada na rede de distribuição. Estes investimentos, destinados a melhorar a qualidade do serviço, resultaram numa diminuição do tempo de interrupção equivalente (50 min no 1T2004 vs. 90 min no 1T2003)
- O investimento operacional no Brasil reduziu-se 19,8% devido a uma redução dos investimentos efectuados na Fafen e Peixe Angical no 1T2004.
- O investimento operacional na ONI decresceu 29,7% em relação ao período homólogo, reflectindo as menores necessidades de investimento da ONI dado que o investimento necessário à expansão da rede já foi efectuado.

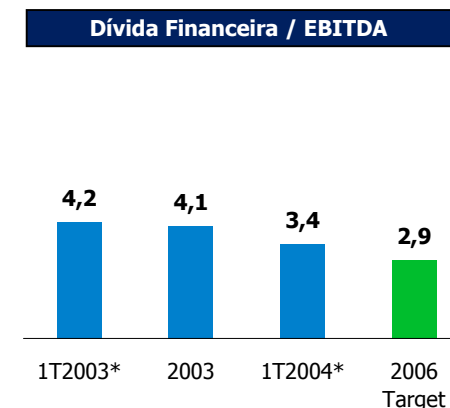
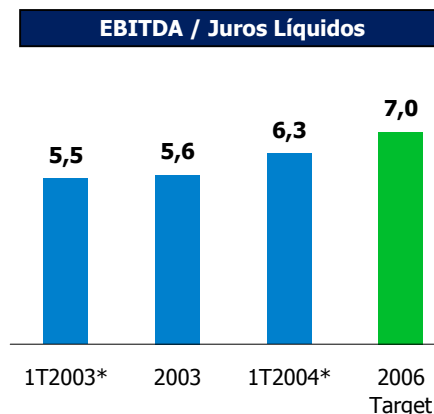
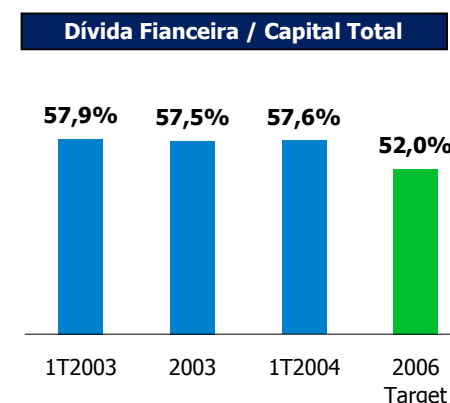
Cash Flow & Dívida Financeira

Cash Flow (€ m)	1T2004
Resultado Líquido	180,8
Cash Flow Operac. antes de Inv. em Fundo Maneio e Inv. Operacional	523,2
Invest. em Fundo de Maneio e Inv. Operacional	(191,4)
Cash Flow Operacional Líquido	331,8
Cash Flow não Operacional	(201,5)
(Aumento)/Redução da Dívida Financeira	130,3

Ver página 22 para uma Demonstração de Fluxos de Caixa mais detalhada.

Dívida Financeira (€ M)	1T2004	2003	1T2003
Holding	5.195,4	5.356,2	5.650,2
EDP Produção ⁽¹⁾	38,0	38,8	52,8
Renováveis	18,4	18,7	16,9
EDP Distribuição	-	-	-
Hidrocantábrio (40%)	764,1	786,1	813,8
Brasil ⁽²⁾	592,4	547,3	574,0
Telecomunicações	699,8	685,5	673,3
Tecnologias da Informação	25,8	23,6	23,7
Outros	28,6	36,5	16,3
Dívida Financeira Total	7.362,5	7.492,7	7.821,0
Caixa e Equivalentes	265,1	287,5	208,1
Dívida Líquida	7.097,3	7.205,2	7.612,9

Rating da Dívida	
S&P	
Rating	A
Outlook	Negativo
Moody's	
Rating	A3
Outlook	Estável



• No final do 1T2004 a Dívida Financeira do Grupo EDP ascendia a €7.362,5 milhões. Em comparação com Dezembro de 2003, a dívida financeira do Grupo EDP apresentou uma queda de €130,3 milhões, tendo a Holding reduzido o seu nível de endividamento em €160,8 milhões em resultado do cash flow gerado ao nível operacional.

• A EDP Produção registou um Cash Flow Operacional Líquido de €223,2 milhões tendo beneficiado com entrada em funcionamento da TER, enquanto que o aumento de 6,3% na procura de energia resultou num Cash Flow Operacional Líquido de €75,2 milhões na EDP Distribuição (ver página 27).

• No 1T2004, a ONI e as subsidiárias brasileiras representavam 18% ou €1.292,3 milhões da dívida consolidada do Grupo EDP. No Brasil é de notar que as companhias de distribuição de electricidade estão a financiar os seus activos regulatórios através de empréstimos especiais contratados junto do BNDES para compensar as perdas do racionamento e os custos da "Parcela A" (R\$506,4 milhões). O aumento da Dívida Financeira no Brasil, em comparação com Dezembro de 2003, é parcialmente explicado pela pequena apreciação do Real face ao Euro (3,3% desde Dezembro 2003 a Março 2004) e pelo início do financiamento, por parte do BNDES, do investimento na central hidroeléctrica de Peixe Angical (R\$60,0 milhões).

• Assim, devido a uma boa performance operacional os rácios de crédito melhoraram em todos os níveis.

⁽¹⁾ Exclui os PRE Enernova e EDP Bioeléctrica (Energias renováveis)

⁽²⁾ Líquido de €297 milhões de Bonds Escelsa no 1T2004

* 1T2004 e 1T2003 anualizados.

EDP Produção ⁽¹⁾



Emissão de Energia (GWh)	1T2004	1T2003	△%
Emissão Hidroelétrica (SEP)	3.427	5.598	-38,8%
Emissão Termoelétrica (SEP)	2.678	2.172	23,3%
Produção Vinculada	6.106	7.770	-21,4%
Hidroelétrica (SENV)	171	291	-41,3%
CCGT (SENV)	596	-	-
Produção Não-vinculada	767	291	163,7%
Biomassa	15	11	30,1%
Eólica	47	32	46,2%
Cogeração	196	164	19,1%
Mini Hídrica	58	87	-33,1%
Produção em Regime Especial	315	294	7,2%
Total emissão EDP Produção	7.188	8.355	-14,0%
Emissão Central Térmica do Pego (SEP)	931	874	6,5%
Emissão Central Térmica da Tapada (SEP)	1.449	892	62,4%
Autoprodutores (SEI)	1.035	909	13,9%
Saldo Importador / Exportador	1.372	311	341,5%
Vendas Directas Cli. Indust. (incl. em Cogeração)	(141)	(123)	-14,1%
Bombagem	(75)	(89)	15,7%
Consumo referido à emissão	11.759	11.129	5,7%
Compensação síncrona	(10)	(8)	-37,3%
Consumos próprios da produção	(3)	(1)	-259,4%
Consumos próprios da Rede de Transporte	(3)	(3)	-1,5%
Perdas na rede de transporte	(173)	(316)	45,1%
Energia entregue na distribuição	11.569	10.802	7,1%
Coefficiente de Hidraulicidade	0,81	1,36	-

Vendas de Electricidade (€ M)	1T2004	1T2003	△%
PPA Parcela Fixa	220,4	219,3	0,5%
PPA Parcela Variável	56,3	39,9	41,2%
Total CPPE	276,7	259,2	6,8%
TER/Trading (SENV)	41,8	-	-
Cogeração (Soporgen e Energin)	9,7	9,9	-1,5%
Mini Hídrica ⁽²⁾	4,5	15,9	-71,8%
Total EDP Produção	332,7	284,9	16,8%

Custos com Combustíveis (€ M)	1T2004	1T2003	△%
Carvão	36,1	27,1	33,1%
Fuel	9,2	8,0	14,8%
Gás natural	4,1	2,3	77,8%
Gasóleo	0,2	0,2	29,9%
CPPE (SEP)	49,6	37,6	31,9%
Gás natural (TER, Soporgen & Energin)	25,9	8,8	194,7%
Total EDP Produção	75,5	46,4	62,8%

Compras de Electricidade (€ M)	1T2004	1T2003	△%
Trading, Auto-consumo e Cogeração	6,7	5,0	34,5%

• No 1T2004, a emissão total da EDP atingiu 7.188 GWh, dos quais 51% eram de origem hidroelétrica (comparado com 71,5% no 1T2003). O primeiro grupo da TER (CCGT), que entrou em exploração a 14 de Fevereiro de 2004, contribuiu com 596 GWh para o total de emissões, dos quais 367 GWh foram emissões em período de teste.

• A diminuição na emissão da EDP resulta dos menores níveis de precipitação que caracterizaram o 1T2004 (coeficiente de hidraulicidade de 0,81 vs. 1,36 no 1T2004). Dado que a EDPP detém virtualmente toda a capacidade de produção hidroelétrica em Portugal, a sua contribuição para o consumo referido à emissão diminuiu de 75% no 1T2003 para 61% no 1T2004.

• A parcela variável dos CAEs aumentou 41,2% devido a um maior recurso às centrais termoelétricas da CPPE. Mais uma vez, a CPPE conseguiu comprar carvão e fuel a preços inferiores aos implícitos na parcela variável dos CAEs (€49,6 milhões vs. €56,3 milhões), cuja fórmula se baseia no índice de preços europeu de carvão e no índice Platts. As compras de carvão da EDPP beneficiaram dos contratos de longo prazo acordados antes do aumento do preço do carvão e da utilização de stocks valorizados a preços inferiores.

• A actividade de gestão de energia, que foi transferida da EDP Energia para a EDPP, alargou o seu âmbito de actuação para as actividades de despacho, de venda de energia e de compra de combustíveis para as centrais não-vinculadas da EDPP. A rubrica de "TER/Trading (NBES)" acima apresentada, está fundamentalmente ligada à TER (incluindo emissões em período de teste) e às centrais hidroelétricas da EDPP no sistema não-vinculado. Esta actividade também gere o fornecimento de energia para o sistema eléctrico.

⁽¹⁾ Os PRE Enernova e EDP Bioelétrica (Energias renováveis) foram excluídos do perímetro de consolidação da EDPP. Para efeitos comparativos estas empresas foram desconsolidadas em ambos os períodos apresentados.

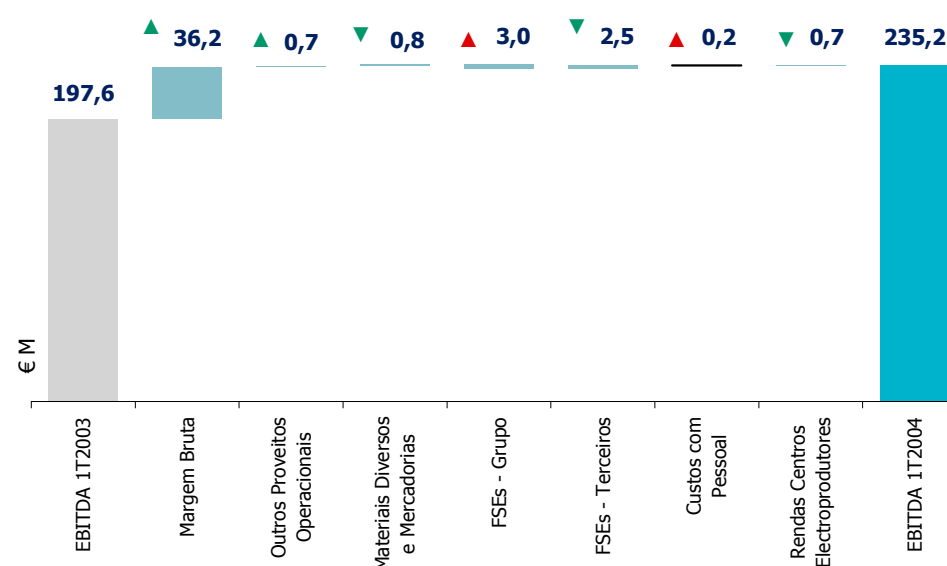
⁽²⁾ No 1T2003, as vendas das centrais hidroelétricas com capacidade instalada >10 MW foram incluídas nesta rubrica. No 1T2004, apenas as centrais com capacidade instalada <10 MW é que foram incluídas nesta rubrica (>10 MW são despachadas pelo departamento de trading).

DR Operacional (€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
Vendas de Electricidade	332,7	284,9	16,8%
Prestação de Serviços	16,2	(2,5)	-
Outras Vendas	5,3	4,8	10,8%
Volume de Negócios	354,3	287,3	23,3%
Compras de Electricidade	6,7	5,0	34,5%
Combustíveis para produção de electricidade	75,5	46,4	62,8%
Custos Directos da Actividade	82,2	51,4	60,0%
Margem Bruta	272,0	235,9	15,3%
Margem Bruta / Vendas	76,8%	82,1%	-5,3 p.p.
Materiais diversos e mercadorias	0,6	1,4	-56,0%
FSEs Grupo	4,7	1,7	171,8%
FSEs Terceiros	7,3	9,8	-25,5%
Custos com o pessoal	29,8	29,6	0,8%
Rendas de Centros Electroprodutores	0,2	0,9	-78,9%
Outros custos (proveitos) operacionais	(2,0)	(1,1)	-72,7%
Trabalhos para a própria empresa	(3,7)	(3,8)	2,4%
Custos Operacionais	36,8	38,3	-3,9%
EBITDA	235,2	197,6	19,1%
EBITDA / Proveitos	66,4%	68,8%	-2,4 p.p.
Amortizações do exercício	55,9	57,7	-3,0%
Compensação amort. activos subsidiados	(1,0)	-	-
Provisões	2,8	2,4	18,8%
EBIT	176,5	137,5	28,3%
EBIT / Proveitos	49,8%	47,9%	1,9 p.p.

Custos c/ Pessoal (€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
Custos c/ Pessoal	29,8	29,6	0,8%
Prémios para pensões	2,6	2,7	-2,2%
Correcção das Reformas Antecipadas	3,3	3,3	1,6%
Encargos Sociais com Pré-Reformados	0,3	0,3	1,6%
Serviços Médicos com Inactivos	0,8	0,5	60,0%
Custos com Pessoal Ajustados	22,7	22,8	-0,3%

Número de empregados	1.975	2.098	-5,9%
MW /Empregado	3,92	3,63	7,9%

Investimento Operacional (€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
Produção Vinculada	2,2	6,2	-65,3%
Produção Não Vinculada	1,8	30,8	-94,1%
Outros Investimentos	0,7	1,4	-51,2%
Encargos Financeiros	3,7	1,3	187,4%
Investimento Operacional Total	8,3	39,7	-79,0%



• A rubrica de "Prestações de Serviços" reflecte essencialmente transacções intra-grupo com a EDP Energia, relacionadas com o fornecimento de electricidade a clientes não-vinculados. (O valor negativo no 1T2003 resulta de uma reclassificação contabilística)

• A implementação do "Plano de Racionalização dos Recursos Humanos" na EDPP traduziu-se numa redução de 109 empregados (essencialmente no final de 2003).

• Os custos com pessoal aumentaram 0,8% no período em análise, reflectindo um aumento médio salarial de 2,8% em 2004. Quando corrigidos de todos os custos com pré-reformados, prémios para pensões e outros custos associados a trabalhadores inactivos, os custos com pessoal caíram 0,3%.

• Os fornecimentos e serviços externos não são comparáveis com o período homólogo: (i) os FSEs prestados por entidades externas ao grupo, nomeadamente prémios de seguros e custos de conservação e reparação, foram menores no 1T2004 devido a atrasos na facturação; (ii) isto também aconteceu no 1T2003 para os FSEs prestados por empresas do grupo.

• A transferência da actividade de gestão de energia para a EDPP, no seguimento da entrada em funcionamento da TER, associada a uma aquisição eficiente de combustíveis e à política de corte de custos, resultou num aumento de 19,1% no EBITDA da EDPP, para €235,2 milhões no 1T2004.

• O investimento da EDPP decresceu 79% no período em análise, no seguimento de uma forte redução do investimento na TER. No entanto, espera-se que seja necessário investir cerca de €130 milhões no segundo grupo da TER até ao final do ano (entrada em funcionamento prevista para Outubro 2004).

⁽¹⁾ Os PRE Enernova e EDP Bioeléctrica (Energias renováveis) foram excluídos do perímetro de consolidação da EDPP. Para efeitos comparativos estas empresas foram excluídas do perímetro de consolidação no 1T2003.

Capacidade Instalada - MW	1T2004	1T2003	Δ%
---------------------------	--------	--------	----

Parques Eólicos	65	41	59,1%
Biomassa	9	9	-
Renováveis	74	50	48,4%

Produção - GWh	1T2004	1T2003	Δ%
----------------	--------	--------	----

Enernova	47	32	46,2%
EDP Bioeléctrica	15	11	30,1%
Renováveis	62	43	42,0%

DR OPeracional(€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
---------------------	--------	--------	----

Enernova	4,6	2,8	62,3%
EDP Bioeléctrica	1,1	0,8	36,4%
Vendas de Electricidade	5,7	3,6	56,7%

Custos Directos da Actividade	0,4	0,6	-25,2%
--------------------------------------	------------	------------	---------------

Margem Bruta	5,2	3,0	72,7%
Margem Bruta / Vendas	92,2%	83,7%	8,5 p.p.

FSEs	0,3	0,4	-35,8%
Custos com o pessoal	0,2	0,3	-20,0%
Rendas de Centros Electroprodutores	0,1	0,1	35,7%
Outros custos (proveitos) operacionais	0,0	0,1	-34,4%
Trabalhos para a própria empresa	(0,3)	(0,2)	-48,9%
Custos Operacionais	0,3	0,6	-48,1%

EBITDA	4,9	2,4	103,3%
EBITDA / Proveitos	86,6%	66,8%	19,9 p.p.

Amortizações do exercício	1,0	1,0	6,8%
Compensação amort. activos subsidiados	(0,0)	-	-
Provisões	0,0	0,0	29,6%

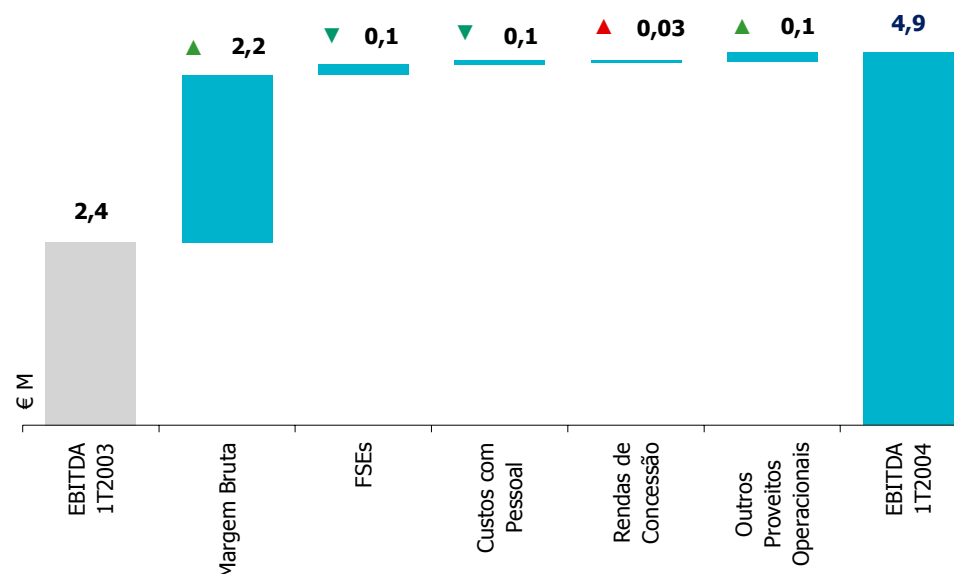
EBIT	3,9	1,4	170,5%
EBIT / Proveitos	85,2%	51,1%	34,1 p.p.

Número de Empregados	1T2004	1T2003	Δ%
----------------------	--------	--------	----

Número de Empregados	13	14	-7,1%
-----------------------------	-----------	-----------	--------------

Investimento Operacional (€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
--------------------------------	--------	--------	----

Investimento Operacional	10,8	3,1	250,2%
---------------------------------	-------------	------------	---------------



• A partir de Julho de 2003, os Produtores em Regime Especial, Enernova e EDP Bioeléctrica, foram excluídos do perímetro de consolidação da EDP Produção.

• A capacidade instalada da Enernova aumentou 24 MW em relação ao 1T2003, devido: (i) à entrada em serviço, em Junho de 2003, do parque eólico da Serra do Barroso (18 MW) e (ii) ao aumento de capacidade realizado no parque eólico do Cabeço da Rainha (6 MW). Em consequência, a emissão das renováveis aumentou 42% no período em análise, para 62 GWh no 1T2004.

• A Enernova e a EDP Bioeléctrica contribuíram com €4,9 milhões para o EBITDA do Grupo EDP, comparados com €2,4 milhões no 1T2003.

• No 1T2004, o investimento da Enernova centrou-se em 3 novos parques eólicos (Alto do Talefe; Fonte da Quelha e Padrela) com uma capacidade instalada total de 31,5 MW. O Grupo EDP espera investir em 2004 aproximadamente €196 milhões em 262 MW de capacidade eólica adicional com entrada em funcionamento até 2006.

Vendas de Energia (GWh)	1T2004	1T2003	△%
Energia Entregue na Distribuição	11.569	10.802	7,1%
Consumos Próprios da Distribuição	(7)	(7)	0,1%
Perdas da Distribuição	(889)	(751)	-18,3%
Vendas Energia SEP + SENV ⁽¹⁾	10.673	10.043	6,3%
Vendas de Energia SEP ⁽²⁾	9.208	9.380	-1,8%
MAT (Muito Alta Tensão)	327	234	39,7%
AT (Alta Tensão)	980	836	17,2%
MT (Média Tensão)	1.688	2.414	-30,1%
BTE (Baixa Tensão Especial)	781	768	1,7%
BT (Baixa Tensão)	5.092	4.782	6,5%
IP (Iluminação Pública)	341	345	-1,3%
Vendas de Energia SENV ⁽³⁾	1.465	663	-
Clientes EDP	963	441	-
AT (Alta Tensão)	7	13	-49,0%
MT (Média Tensão)	956	427	-
Outros	502	223	-
AT (Alta Tensão)	9	26	-65,5%
MT (Média Tensão)	493	197	-

Proveitos Permitidos (€ M)	1T2004	1T2003
Proveito Unitário URD: AT/MT (€ / MWh)	9,48	9,84
Energia entregue pela rede de distribuição em AT/MT (GWh)	10.762	10.132
Proveitos permitidos URD: BT (€ / MWh)	23,87	24,55
Energia entregue pela rede de distribuição em BT (GWh)	6.214	5.789
Ajustamento tarifário relativo ao ano t-2	(1,8)	(3,5)
Proveitos permitidos para a actividade de URD	248,5	238,4
Proveitos permitidos CRedes: MAT/AT/MT	5,4	5,8
Proveitos permitidos CRedes: BTE	2,5	2,3
Proveitos permitidos CRedes: BT	32,4	31,6
Ajustamento tarifário relativo ao ano t-2	0,2	-
Proveitos permitidos CREDES	40,5	39,7
Proveitos permitidos CSEP: MAT/AT/MT	3,9	2,1
Proveitos permitidos CSEP: BTE	1,2	0,6
Proveitos permitidos CSEP: BT	19,6	19,7
Ajustamento tarifário relativo ao ano t-2	0,1	5,7
Proveitos permitidos CSEP	24,8	28,1
Ajustamento do ano t-2 na Compra e Venda de Energia	16,5	-
Ajustamento do ano t-1 na Compra e Venda de Energia	5,3	2,6
Proveitos Permitidos	335,6	308,7

Vendas de Energia & Margem Bruta (€ M)	1T2004	1T2003	△%
MAT (Muito Alta Tensão)	13,3	11,1	19,1%
AT (Alta Tensão)	47,0	40,2	17,1%
MT (Média Tensão)	124,6	175,1	-28,9%
BTE (Baixa Tensão Especial)	77,2	74,5	3,5%
BT (Baixa Tensão)	611,6	586,3	4,3%
Iluminação Pública	28,5	28,2	0,9%
Descontos de Interruptibilidade	(6,7)	(6,1)	-10,0%
Descontos de Correção Tarifária	(0,1)	(0,4)	71,7%
Facturação EDP Distribuição - SEP	895,3	909,0	-1,5%
Facturação EDP Distribuição - SENV	26,8	11,1	140,8%
Reposição Distribuição 1T01	-	(1,7)	-
Reposição Distribuição 1T02	(14,4)	-	-
Distribuição 1T03	(5,3)	(21,2)	-
Distribuição 1T04	(21,4)	-	-
Desvios Tarifários	(41,1)	(22,8)	-
Proveitos de Electricidade	880,9	897,2	-1,8%
Reposição Ajustamento Tarifário	(19,7)	(1,7)	-
Vendas da EDP Distribuição antes Rep. Ajust.	900,7	898,9	0,2%
Compras de Electricidade	565,1	590,1	-4,2%
Proveito Permitido	335,6	308,8	8,7%

• O total da energia distribuída em Portugal no 1T2004 atingiu 10.673 GWh, o que representa um crescimento anual de 6,3%. No SEP, a passagem de alguns clientes de MT para o SENV traduziu-se numa redução de 1,8% nas vendas de energia. Entre o 1T2003 e o 1T2004, a EDP captou 4 novos clientes industriais e 20 clientes de AT que originaram crescimentos de 39,7% e 17,2% nas vendas de energia de MAT e AT, respectivamente.

• O número de clientes da EDP no SEP aumentou 1,4% para 5.749.919. No SENV, a EDP Energia alcançou uma quota de mercado de 65,7% através da comercialização de 963 GWh a 1.633 clientes. A partir de Fevereiro 2004, passaram a ser considerados clientes elegíveis os clientes de BTE. No final do 1T2004, o número de clientes com estatuto não vinculado totalizou 2.935, dos quais 2.250 estavam a adquirir energia no SENV.

• Os "Proveitos Permitidos para a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica" estão essencialmente relacionados com: (i) diferenças entre os custos estimados e reais com a compra de energia no SENV pela EDP no ano 2002 (€12,5 milhões); (ii) diferenças entre os custos com combustíveis estimados e reais na aquisição de energia para o segmento de BT (€5,0 milhões) e (iii) custos com o mecanismo da convergência tarifária.

• Os custos com a compra de energia traduzem uma redução das vendas de energia no SEP bem como menores custos com combustíveis estimados pela ERSE no cálculo das tarifas para 2004.

⁽¹⁾ Inclui as Vendas ao Grupo para Consumo Final.

⁽²⁾ SEP - Sistema Eléctrico Público ⁽³⁾ SENV - Sistema Eléctrico Não Vinculado.

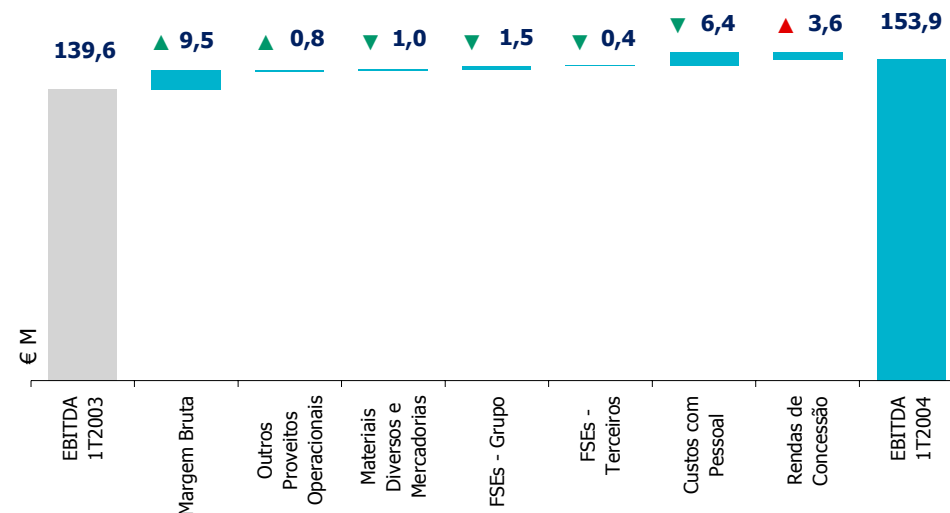
DR Operacional (€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
Vendas de Electricidade - Grupo	18,7	1,5	-
Vendas de Electricidade - Terceiros	862,2	895,8	-3,7%
Prestação de Serviços	5,9	5,3	10,9%
Outras Vendas	0,6	0,4	46,1%
Proveitos Operacionais	887,5	903,0	-1,7%
Compras de Electricidade	565,1	590,1	-4,2%
Margem Bruta	322,3	312,9	3,0%
Margem Bruta / Proveitos	36,3%	34,7%	1,7p.p.
Materiais Diversos e Mercadorias	23,6	24,6	-4,1%
FSEs Grupo	22,9	24,4	-6,1%
FSEs Terceiros	25,0	25,4	-1,6%
Custos com o Pessoal	92,9	99,3	-6,4%
Rendas de Concessão	46,4	42,8	8,4%
Outros Custos/(Proveitos) Operacionais	(2,9)	(2,2)	-32,5%
Trabalhos para a Própria Empresa	(39,4)	(40,9)	3,7%
Custos Operacionais	168,4	173,3	-2,8%
EBITDA	153,9	139,6	10,3%
EBITDA/Proveitos	17,3%	15,5%	1,9p.p.
Amortizações do Exercício	86,6	85,4	1,4%
Compensação amort. activos subsidiados	(16,7)	-	-
Provisões	12,5	17,4	-28,1%
EBIT	71,6	36,7	94,7%
EBIT/Proveitos	8,1%	4,1%	4,0p.p.

Custos com Pessoal (€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
Custos com Pessoal	92,9	99,3	-6,4%
Prémios para Pensões	11,5	13,1	-11,7%
Pre-Reformas	15,9	18,8	-15,3%
Encargos Sociais com Pré-Reformas	2,5	2,4	3,7%
Serviços Médicos com Inactivos	3,5	3,4	4,9%
Custos com Pessoal Ajustados	59,4	61,7	-3,6%

Número de Empregados	6.296	6.930	-9,1%
-----------------------------	--------------	--------------	--------------

Investimento (€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
Rede de Distribuição	49,9	47,1	6,0%
Outros Investimentos	10,9	9,6	12,8%
Investimento Operacional ⁽¹⁾	60,8	56,8	7,2%

Inv. Operacional Excl. Subsídios	47,4	44,5	6,6%
---	-------------	-------------	-------------



• As rendas de concessão, calculadas com base nas vendas em BT do ano anterior, reflectem o aumento de 0,25 p.p. da taxa média a pagar aos municípios para 7,5% , bem como o crescimento de 7,4% das vendas em BT entre 2002 e 2003.

• Os custos com pessoal diminuíram 6,4% no período, essencialmente devido ao "Plano de Racionalização dos Recursos Humanos" iniciado em 2003. A redução nos prémios para pensões que se seguiu ao estudo actuarial do ano 2004 reflecte: (i) a criação de um Activo Regulatório que cobre as responsabilidades comos pré-reformados contemplados no "Plano de Racionalização de Recursos Humanos" da EDPD; e (ii) a antecipação à idade da reforma de alguns pré-reformados ⁽¹⁾. No 1T2004, 208 Pré-reformados na EDPD escolheram antecipar a idade da reforma, o que deverá permitir à EDPD a captação de poupanças de cerca de €5,4 milhões (VAL). Esta medida também teve um impacto positivo na correcção das reformas antecipadas.

• Os custos com pré-reformas efectuadas no âmbito do "Plano de Racionalização de Recursos Humanos" totalizaram €3,2 milhões no 1T2004. No entanto, este custo foi compensado pela amortização do "Proveito Diferido" criado em 2003 para este fim.

• No 1T2004, a EDPD reduziu o seu número de empregado em 39, dos quais 6 relativos a saídas negociadas no âmbito do "Plano de Racionalização de Recursos Humanos". Estas 6 saídas traduziram-se no reconhecimento de uma perda extraordinária de €1,3 milhões e de um proveito extraordinário de igual montante pelo reforço do Activo Regulatório.

• A compensação da amortização dos activos subsidiados, que vinha sendo considerada como um proveito extraordinário, foi contabilizada ao nível operacional.

⁽¹⁾ Antecipação à idade da Reforma ("Reforma Flexível") – Os Pré-reformados podem antecipar a idade da reforma prescindindo de 4,5% da sua pensão de reforma por cada ano de antecipação. Impacto na EDP: (i) O sistema Português de Segurança Social suporta cerca de 80% da pensão de reforma, reduzindo substancialmente as responsabilidades do Fundo de Pensões da EDP; (ii) a EDP compensa aqueles Pré-reformados num único pagamento pelos 4,5% de que prescindiram por ano de antecipação e pelo complemento de reforma suportado pela empresa até à idade da reforma.

Hidrocantábrico (100%) - Produção & Comercialização



Balço Energético em Espanha (GWh)	1T2004	1T2003	Δ%
Produção	49.231	46.566	5,7%
Regime Especial	11.755	10.348	13,6%
Importações	1.884	1.916	-1,7%

Procura do Sistema - Cobertura	62.870	58.830	6,9%
Distribuição Regulada	41.907	41.844	0,2%
Comercialização	18.171	15.350	18,4%
Exportações	2.792	1.635	70,8%

Fonte: OMEL

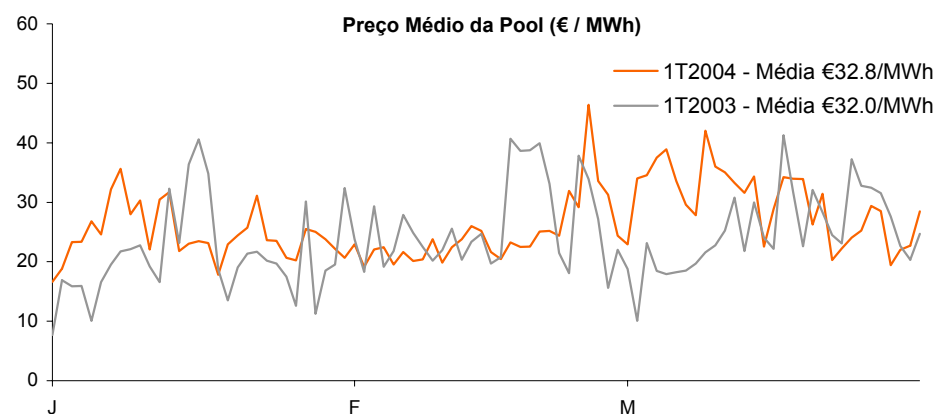
Produção - Preços Venda e Custos Comb.	1T2004	1T2003	Δ%
Preço Médio de Venda da HC ⁽¹⁾ (€/MWh)	31,0	30,5	1,4%
Custo Médio dos Combustíveis (€/MWh) ⁽²⁾	20,6	15,1	36,2%

Comercialização - Vendas Energia a Clientes	1T2004	1T2003	Δ%
Electricidade Fornecida - GWh	1.068	1.004	6,3%
Vendas de Electricidade - € m	61,5	55,4	10,9%
Número de Clientes	3.799	2.431	56,3%

Margem Bruta (Produção + Comercialização)	1T2004	1T2003	Δ%
Proveitos Operacionais	201,1	190,3	5,7%
Custos Directos da Actividade	131,0	113,6	15,4%
Margem Bruta	70,1	76,7	-8,7%

Produção de Electricidade da HC (GWh)	1T2004	1T2003	Δ%
Hidroeléctrica	341	387	-11,9%
Nuclear	330	335	-1,5%
Aboño	1.706	1.424	19,8%
Soto de Ribera	837	866	-3,4%
Termoeléctrica (clássica)	2.543	2.290	11,1%
CCGT Castejón	436	165	163,7%
Produção Total	3.650	3.177	14,9%
Bombagem	(17)	(34)	-49,2%

Energia entregue na Pool	3.633	3.143	15,6%
Quota de Mercado da Hidrocantábrico	7,4%	6,8%	6,8 p.p.



- A procura de electricidade no mercado espanhol, no 1T2004, apresentou um crescimento de 4,1% em comparação com o período homólogo, ou 3,6% quando corrigidos pelos dias úteis e hidraulicidade. Devido à fraca pluviosidade no 1T2004 o coeficiente de hidraulicidade caiu de 1,23 no 1T2003 para 0,76.
- A Hidrocantábrico apresentou um crescimento homólogo de 15,6%, não só como resultado de uma menor hidraulicidade, mas também devido a: i) uma maior disponibilidade da central a carvão de Aboño (no 1T2003 Aboño I esteve temporariamente indisponível devido a uma revisão geral); e ii) um aumento da emissão da CCGT Castejón devido a um menor custo variável em comparação com o 1T2003.
- Em compensação aos preços baixos da Pool espanhola, a Hidrocantábrico contabilizou como CTCs no 1T2004 €11,8 milhões.
- O aumento do custo médio com combustíveis, devido à subida dos preços do carvão importado associado ao aumento do custo dos fretes, teve um impacto negativo nas margens da actividade de geração da Hidrocantábrico.
- Quanto à actividade de comercialização, a Hidrocantábrico apresentou um aumento de 4,3% no preço médio para os €57,6/MWh no 1T2004, compensando o crescimento modesto dos preços da Pool.
- A margem bruta da actividade de Produção e Comercialização apresentou um decréscimo de 8,7% em consequência do aumento do custo médio com combustíveis (€19,0 milhões). No entanto, este efeito foi parcialmente compensado por um crescimento da emissão (+€8,7 milhões) e um aumento do preço de venda à Pool (+€1,6 milhões).

⁽¹⁾ Inclui mercado grossista, serviços de suporte e pagamentos de capacidade. ⁽²⁾ Excluindo emissão hidroeléctrica.

Hidrocantábrico (100%) - Distribuição e Comercialização



Distrib. Electricidade (GWh)	1T2004	1T2003	△%
Baixa Tensão	676	584	15,7%
Média Tensão	256	238	7,6%
Alta Tensão	1.416	1.356	4,4%
Electricidade Distribuída	2.348	2.178	7,8%
dos quais: clientes acesso	345	282	22,3%

Distrib. Electricidade (GWh)	1T2004	1T2003	△%
Transmissão	1,9	1,5	24,2%
Distribuição	23,4	22,7	2,7%
Comercialização	1,8	1,9	-6,1%
Proveito Permitido	27,1	26,2	3,3%

	Clientes Distrib. Eléctric.
1T2003	551.216
1T2004	562.574

Distribuição de Electricidade:

- De acordo com o Decreto-Lei (Real Decreto 1802/2003) que estabelece os proveitos das actividades reguladas do sector eléctrico espanhol para 2004, dos €2.823,4 milhões atribuídos à actividade de distribuição, €90,1 milhões ou 3,2% foram concedidos à Hidrocantábrico.
- O aumento do proveito permitido na actividade de transmissão está relacionado com a entrada em serviço de novas instalações.

Distrib. Gás (GWh)	1T2004	1T2003	△%
Gás distribuído a clientes directos	2.556	572	-
Gás distribuído a clientes acesso	3.789	118	-
Gás Distribuído	6.345	690	-

Distrib. Gás (€ M)	1T2004	1T2003	△%
Transmissão	2,5	0,5	-
Distribuição	24,9	7,9	-
Comercialização	2,8	1,2	-
Proveito Permitido	30,2	9,5	-

	Clientes Distrib. Gás
1T2003	159.372
1T2004	546.894

Comercialização Gás (GWh)	1T2004	1T2003	△%
Asturias/País Basco	2.308	104	-
Resto de Espanha	336	648	-
Gás Comercializado	2.644	752	-

Comercialização Gás (€ M)	1T2004	1T2003	△%
Asturias/País Basco	30,9	1,6	-
Resto de Espanha	4,8	10,0	-
Vendas de Gás	35,7	11,7	-

	Clientes Comerc. Gás
1T2003	104
1T2004	1.062

Distribuição de Gás:

- A consolidação da Naturcorp a partir de 1 de Agosto de 2003 teve um impacto, no 1T2004, de 5.366 GWh no volume de distribuição de gás da Hidrocantábrico.
- De acordo com o Decreto-Lei (Orden Eco/31/2004) que estabelece os proveitos das actividades reguladas do sector do gás para 2004, dos €1.091,6 milhões atribuídos à actividade de distribuição, €107,8 milhões ou 10% foram concedidos à Naturcorp e suas subsidiárias.

Comercialização de Gás:

- A comercialização de gás apresentou um grande crescimento no seguimento da aquisição da Naturcorp em 2003. No 1T2004 a Hidrocantábrico alcançou uma quota de 5,7% no mercado liberalizado (excluindo a comercialização para o sector eléctrico). Considerando a totalidade do mercado de gás em Espanha, regulado e não regulado, a Hidrocantábrico registou vendas na ordem dos 5.200 GWh, correspondendo a uma quota de 7,0% (excluindo a comercialização para o sector eléctrico).

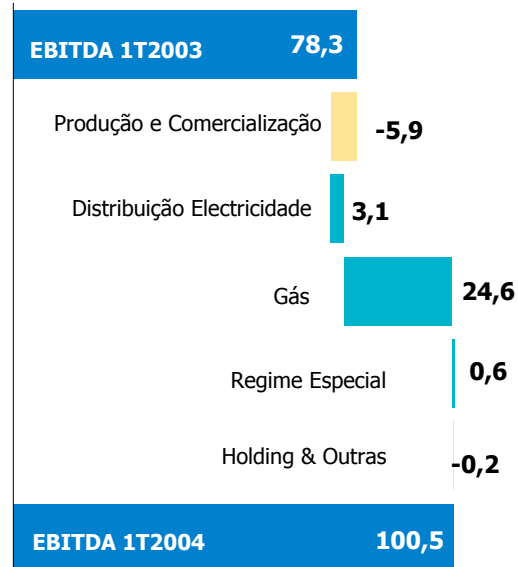
No 1T2004 o consumo no sector do gás em Espanha aumentou cerca de 16,0%, principalmente devido ao aumento registado no segmento liberalizado em consequência de um aumento na produção de electricidade das CCGTs. O aumento do número de clientes, principalmente no segmento liberalizado, e as baixas temperaturas também contribuíram para este crescimento.

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

Hidrocantábrico (100%)

Áreas de Negócio Breakdown	Produção & Comerc.			Distribuição - Electricidade			Gás ⁽¹⁾			Regime Especial		
	1T2004	1T2003	△%	1T2004	1T2003	△%	1T2004	1T2003	△%	1T2004	1T2003	△%
Receitas	201,1	190,3	5,7%	103,8	97,0	7,1%	135,3	19,3	602,6%	8,6	8,9	-2,8%
Custos Directos	131,0	113,6	15,4%	75,4	70,1	7,6%	92,7	9,8	849,0%	2,7	5,5	-50,3%
Margem Bruta	70,1	76,7	-8,7%	28,4	26,8	5,9%	42,6	9,5	349,0%	5,9	3,4	73,2%
Margem Bruta/Receitas	34,8%	40,3%	-5,5 p.p.	27,4%	27,7%	-0,3 p.p.	31,5%	49,3%	-17,8 p.p.	68,6%	38,5%	30,1 p.p.
Custos com o pessoal	9,6	8,4	14,0%	5,0	5,4	-8,9%	3,8	0,8	402,7%	1,3	1,0	22,8%
Outros custos (Líq.)	7,1	9,0	-21,4%	4,5	5,5	-18,5%	6,8	1,3	419,1%	1,1	(0,6)	-
EBITDA	53,4	59,4	-10,0%	19,0	15,9	19,4%	32,1	7,4	331,2%	3,5	3,0	19,3%
EBITDA/Receitas	26,6%	31,2%	-4,6 p.p.	18,3%	16,4%	1,9 p.p.	23,7%	38,6%	-14,9 p.p.	40,8%	33,2%	7,6 p.p.
Amortizações	23,2	23,2	0,0%	7,5	7,0	6,0%	7,3	2,5	188,9%	2,3	1,3	73,6%
Provisões	0,4	0,5	-31,8%	0,1	0,4	-77,4%	0,0	0,0	-53,2%	(0,3)	0,2	-
EBIT	29,9	35,6	-16,2%	11,4	8,4	35,4%	24,8	4,9	408,2%	1,6	1,5	7,4%
EBIT/Receitas	14,9%	18,7%	-3,9 p.p.	11,0%	8,7%	2,3 p.p.	18,3%	25,3%	-7,0 p.p.	18,2%	16,4%	1,7 p.p.
Capex	9,3	6,6	40,8%	6,1	7,1	-13,1%	11,2	3,8	198,0%	40,2	25,7	56,2%
# empregados	620	590	5,1%	350	391	-10,5%	277	65	326,2%	97	135	-28,1%

△ Anual Milhões €



Produção e Comercialização:

- O EBITDA da actividade de Produção e Comercialização apresentou uma queda de 10,0% explicado pelo aumento dos custos com combustíveis.
- O aumento dos custos com pessoal está relacionado com a cedência de trabalhadores no seguimento de uma reorganização de pessoal dentro do grupo. A queda dos "outros custos operacionais" está essencialmente relacionada com o custo associado, no 1T2003, à revisão geral de Aboño I (€1,2 milhões).

Distribuição de Electricidade:

- O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade aumentou 19,4% devido: i) ao aumento de 3,3% dos proveitos regulados; ii) à redução de custos com o pessoal; e iii) a uma redução de €1,0 milhão nos FSEs, relacionada com menores custos de implementação da rede nos mercados fora das Astúrias.

Distribuição de Gás

- O forte crescimento verificado nos resultados da actividade de gás deve-se à consolidação integral da Naturcorp desde 1 de Agosto de 2003, tendo contribuído para o aumento de €24,6 milhões do EBITDA da actividade de Gás no 1T2004.

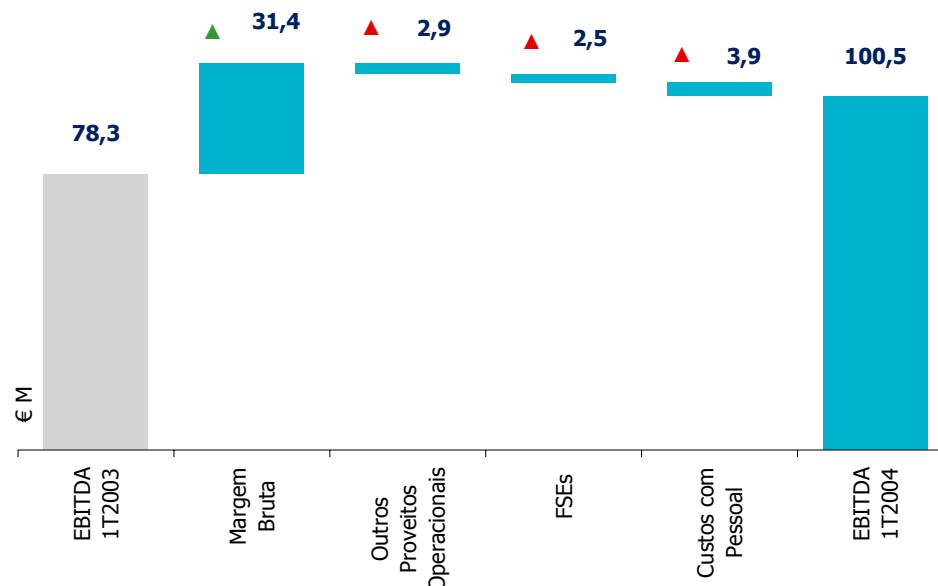
Regime Especial

- Em 2003, a emissão de electricidade dos produtores em regime especial da Hidrocantábrico apresentou um crescimento de 172% para os 112 GWh. Os novos parques eólicos Cantábrico (65 MW) e Arlanzón (apenas 26,4 MW do total de 34 MW) contribuíram com 53 GWh e €3,4 milhões para a margem bruta.
- Dos €40,2 milhões de investimento em projectos de Produção em Regime Especial, €34,1 milhões foram investidos no parque eólico de Albacete (124 MW) que deverá estar operacional no 4T2004.

Demonstração de Resultados (€ M)	1T2004	1T2003	△%
Volume de Negócios	445,9	339,4	31,4%
Custos Directos da Actividade	297,4	222,3	33,8%
Margem Bruta	148,5	117,1	26,8%
Margem Bruta / Proveitos	33,3%	34,5%	-1,2p.p.
Fornecimentos e serviços externos	22,0	19,5	12,7%
Custos com o pessoal	23,8	19,9	19,4%
Outros custos (ou proveitos) operacion	3,9	2,2	-
Trabalhos para a própria empresa	(1,6)	(2,8)	42,8%
Custos Operacionais	48,1	38,8	23,9%
EBITDA	100,5	78,3	28,3%
EBITDA/Proveitos	22,5%	23,1%	-0,5p.p.
Amortizações	41,3	32,3	28,0%
Compensação amort. activos subsid.	(0,8)	-	-
Provisões	0,1	1,2	-88,6%
EBIT	59,8	44,9	33,2%
EBIT/Proveitos	13,4%	13,2%	0,2p.p.
Resultados Financeiros	(38,5)	(37,2)	-3,4%
Resultados Extraordinários	0,8	4,9	-83,3%
RAI	22,1	12,6	75,3%
IRC	8,6	(18,7)	-
Interesses Minoritários	4,2	2,2	90,0%
Resultado Líquido	9,2	29,0	-68,3%

Capex (€ m)	1T2004	1T2003	△%
Investimento Recorrente	26,2	17,0	54,3%
Investimento Não Recorrente	41,1	31,9	28,9%
(-) Subsídios	2,8	4,9	-43,2%
Capex	64,5	44,0	46,7%

Número de Empregados	1T2004	1T2003	△%
Número de Empregados	1.564	1.385	12,9%



• No 1T2004, o EBITDA da Hidrocantábrico foi afectado:

(i) pela aquisição da Naturcorp em 2003, contribuindo para o crescimento de €24,6 milhões no EBITDA da actividade de Gás;

(ii) pelo aumento dos custo médio com combustíveis devido à subida dos preços do carvão importado;

(iii) pelo aumento dos custos operacionais como resultado da aquisição da Naturcorp;

• O Resultado Líquido do 1T2004 não é comparável com o 1T2003 devido à contabilização, no início de 2003, do benefício fiscal de €25 milhões concedido relativamente ao investimento da CCGT Castejón. No 4T2003, no âmbito das normas IAS, o benefício fiscal contabilizado no 1T2003 foi revertido, passando a ser contabilizado no periodo de vida útil da Castejón CCGT. Se excluirmos o efeito do benefício fiscal de €25 milhões, o resultado líquido teria aumentado em €5 milhões no 1T2004.

Vendas de Energia & Margem Bruta

Bandeirante

Escelsa

Enersul

Total de Electricidade Distribuída no mercado Brasileiro (GWh)

Vendas de Energia (GWh)

Compras de Elec. e Produção Própria
Electricidade entregue na distribuição
Perdas da distribuição
Residencial
Industrial
Comercial
Outros
Venda de electricidade a clientes
Electric. distribuída a clientes de acesso
Total Distribuído

1T2004	1T2003	△%
2.718	2.804	-3,1%
3.239	3.100	4,5%
(254)	(247)	3,0%
635	560	13,3%
1.128	1.307	-13,7%
350	319	9,9%
251	257	-2,1%
2.365	2.443	-3,2%
620	410	51,0%
2.984	2.854	4,6%

1T2004	1T2003	△%
1.745	1.864	-6,4%
2.049	2.085	-1,7%
(247)	(247)	-0,2%
323	340	-5,1%
615	675	-8,8%
206	209	-1,5%
284	290	-2,1%
1.428	1.514	-5,7%
374	324	15,5%
1.802	1.838	-2,0%

1T2004	1T2003	△%
929	863	7,6%
946	853	11,0%
(181)	(122)	48,4%
239	238	0,5%
136	155	-11,8%
149	145	2,9%
201	184	9,6%
726	721	0,7%
40	10	298,1%
766	731	4,8%

Margem Bruta (R\$ M)

Residencial
Industrial
Comercial
Outros
Venda de electricidade a clientes
Electric. distribuída a clientes de acesso
Outras Receitas ⁽¹⁾
Receitas Totais
(-) Custos directos da actividade
Margem Bruta

186,0	154,4	20,5%
177,7	179,2	-0,9%
92,9	74,6	24,5%
45,8	40,6	12,9%
502,4	448,8	12,0%
22,8	5,8	294,0%
(24,6)	(61,4)	59,9%
500,6	393,2	27,3%
353,4	308,0	14,7%
147,2	85,2	72,8%

95,7	88,2	8,5%
76,6	77,2	-0,8%
50,4	44,6	13,0%
41,4	37,3	11,0%
264,1	247,3	6,8%
15,6	5,6	177,9%
(11,5)	(15,3)	24,4%
268,3	237,7	12,9%
174,1	134,2	29,8%
94,1	103,5	-9,1%

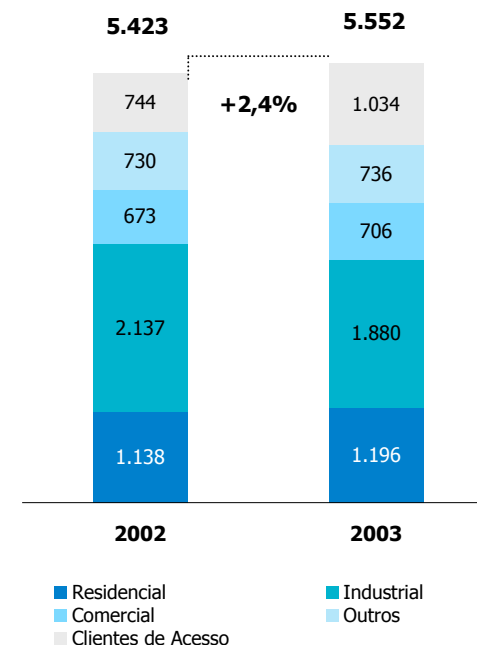
65,7	51,1	28,6%
23,0	18,6	23,5%
39,7	29,7	33,5%
34,3	20,0	71,7%
162,7	119,4	36,2%
1,2	0,3	253,3%
6,9	(11,3)	-
170,7	108,4	57,4%
83,9	57,8	45,0%
86,8	50,6	71,6%

Tarifa Média ao cliente (R\$/MWh)

212,5	183,7	15,7%
-------	-------	-------

185,0	163,4	13,2%
-------	-------	-------

224,2	165,6	35,3%
-------	-------	-------



• O volume de distribuição de electricidade das subsidiárias brasileiras aumentou 2,4% reflectindo o crescimento da procura de 5% nas áreas de concessão da Bandeirante e da Enersul e a queda do consumo na área da Escelsa (especialmente no segmento residencial), devido às temperaturas amenas registadas neste verão.

• Em relação às vendas de electricidade aos clientes finais e à margem bruta, a Bandeirante e a Enersul apresentaram uma performance notável devido às revisões tarifárias de 2003.

• Quanto à Escelsa, o ajustamento tarifário anual (+17,30%) ocorrido em Agosto de 2003 não se reflectiu na margem bruta, tendo esta apresentado uma queda de 9,1% devido: i) à queda de 2,0% no consumo; e ii) ao aumento em Fevereiro de 2004 dos impostos federais (PIS e COFINS) que incidem sobre a receita das distribuidoras, de 3,0% para 7,6%.

• Em 8 de Abril de 2004, a ANEL aprovou um aumento médio de 17,02% nas tarifas da Enersul:

(i) 4,60% pelo reconhecimento directo dos custos não controláveis na tarifa final e 1,68% referem-se ao ajustamento dos custos controláveis ao índice de preços IGP-M;

(ii) 2,60% correspondem a 50% da compensação diferida da "Conta de Variação da Parcela A" do período compreendido entre Abril 2002 e Abril 2003;

(iii) 3,02% correspondem à compensação da "Conta de Variação da Parcela A (CVA)" do período compreendido entre Abril de 2003 e Abril de 2004

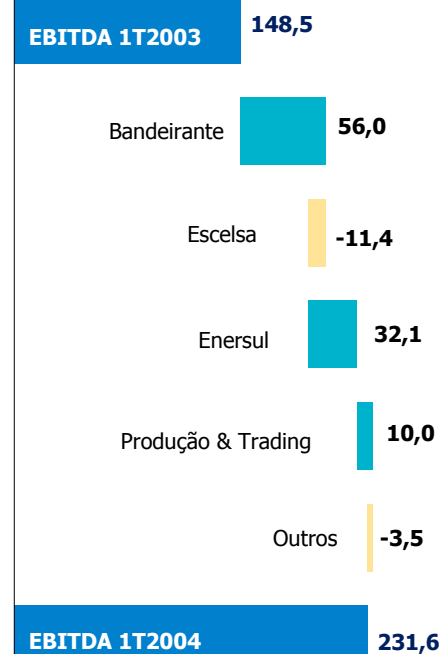
(iii) 4,94% relativos à parcela da revisão tarifária de Abril de 2003 que não foi reconhecida na tarifa final naquela data (a ser recuperada até 2007);

(iv) 0,18% referentes à compensação de custos incorridos durante o racionamento.

⁽¹⁾ Inclui a reposição tarifária regulatória, taxa sobre receitas, electricidade não facturada e outros

DR (Contas Estatutárias) R\$ milhões	Bandeirante			Escelsa			Enersul			Produção & Trading ⁽¹⁾		
	1T2004	1T2003	△%	1T2004	1T2003	△%	1T2004	1T2003	△%	1T2004	1T2003	△%
Proveitos Operacionais	500,6	393,2	27,3%	268,3	237,7	12,9%	170,7	108,4	57,4%	98,5	53,5	84,2%
Custos Directos da Actividade	353,4	308,0	14,7%	174,1	134,2	29,8%	83,9	57,8	45,0%	61,1	32,5	87,9%
Margem Bruta	147,2	85,2	72,8%	94,1	103,5	-9,1%	86,8	50,6	71,6%	37,4	21,0	78,5%
Margem Bruta/Proveitos	29,4%	21,7%	7,7 p.p.	35,1%	43,6%	-8,5 p.p.	50,9%	46,7%	4,2 p.p.	38,0%	39,2%	-1,2 p.p.
Materiais diversos e mercadorias	1,9	1,8	4,6%	2,2	1,9	13,1%	3,1	3,2	-3,4%	3,0	0,1	-
Fornecimentos e serviços externos	18,4	19,0	-3,3%	10,9	12,8	-15,2%	8,8	8,1	8,9%	12,3	7,9	-
Custos com o pessoal	23,6	20,4	15,5%	18,3	15,8	15,4%	14,5	12,2	19,0%	1,4	0,8	66,7%
Outros custos operacionais (Líqu.)	1,6	(1,9)	-	2,6	1,4	93,4%	1,8	0,6	-	0,2	1,6	-86,6%
Custos Operacionais	45,5	39,4	15,4%	33,9	31,9	6,3%	28,2	24,0	17,3%	16,9	10,4	61,9%
EBITDA	101,8	45,8	122,2%	60,2	71,6	-15,9%	58,6	26,5	120,8%	20,6	10,6	94,8%
EBITDA / Proveitos	20,3%	11,6%	8,7 p.p.	22,4%	30,1%	-7,7 p.p.	34,3%	24,5%	9,9 p.p.	20,9%	19,7%	1,1 p.p.
Amortizações	18,4	18,2	1,0%	15,1	14,6	3,6%	13,7	14,2	-3,6%	3,2	2,9	8,6%
Provisões	1,5	7,4	-79,5%	5,6	4,0	39,5%	3,5	3,3	4,9%	-	-	-
EBIT	81,8	20,2	305,7%	39,5	53,0	-25,5%	41,5	9,0	359,2%	17,4	7,6	127,9%
Capex	28,1	30,1	-6,8%	11,8	12,3	-4,5%	9,7	7,2	35,1%	86,7	125,8	-31,1%
Dívida Financeira (Externa + Grupo)	756,6	847,7	-4,3%	1.703,7	1.907,7	3,2%	595,9	580,0	1,4%	280,3	120,6	27,5%
# empregados	1.248	1.349	-7,5%	1.305	1.364	-4,3%	933	934	-0,1%	234	196	19,4%

△ Anual Milhões €



Bandeirante

• A boa performance da Bandeirante ao nível da margem bruta, explicada pela revisão tarifária de Outubro de 2003 e pelo crescimento de 4,6% no consumo, resultou num forte aumento do EBITDA. Quanto aos custos com pessoal, o aumento de 15,5% está maioritariamente relacionado com o ajustamento salarial anual de 9% em Junho de 2003.

Escelsa

• A queda ao nível do EBITDA da Escelsa é principalmente explicada: i) pela diminuição do consumo; e ii) pelo aumento dos custos com pessoal devido ao ajustamento salarial de cerca de 10% efectuado em Agosto de 2003.

Enersul

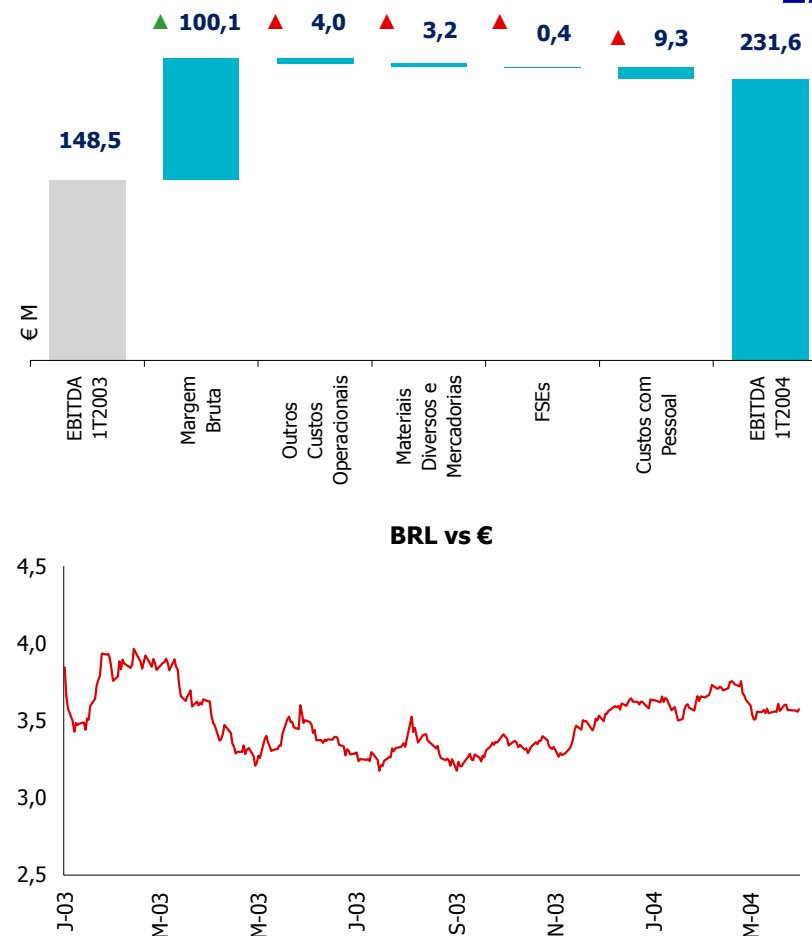
• O forte crescimento verificado ao nível do EBITDA da Enersul é explicado pela revisão tarifária de Abril de 2003 (32,59% mais 9,67%) e pelo aumento de 4,8% do consumo. O aumento dos custos operacionais é em grande parte explicado pelo ajustamento salarial de cerca de 12% efectuado em Agosto de 2003.

Produção e Trading

• A actividade de produção de electricidade no Brasil registou um aumento de 4,3% na emissão líquida para os 523 GWh (considerando 100% da emissão da Fafen e 27,37% do direito de energia na UHE Lajeado). A actividade de trading e comercialização foi o que mais contribuiu para o crescimento da margem bruta, com vendas de cerca de 1,112 GWh (+84% vs. 1T2003). Note-se que a maioria do investimento na actividade de Produção e Trading está associado à construção da central hidroeléctrica de Peixe Angical.

⁽¹⁾ Esta divisão inclui as centrais do Lajeado e Fafen, e a empresa de trading/comercializadora Enertrade.

Demonstração de Resultados	Milhões R\$			Milhões €		
	1T2004	1T2003	△%	1T2004	1T2003	△%
Proveitos Operacionais	993,4	774,3	28,3%	274,5	205,0	33,9%
Custos Directos da Actividade	633,0	513,9	23,2%	174,9	135,5	29,1%
Margem Bruta	360,5	260,4	38,5%	99,6	69,5	43,4%
Margem Bruta/Proveitos	36,3%	33,6%	2,7p.p.	36,3%	33,9%	2,4p.p.
Materiais diversos e mercadorias	10,2	7,0	45,6%	2,8	1,9	51,4%
Fornecimentos e serviços externos	50,4	50,0	0,8%	13,9	13,4	4,1%
Custos com o pessoal	62,1	52,8	17,7%	17,2	13,6	25,8%
Outros custos operacionais (Líqu.)	6,2	2,1	190,7%	1,7	0,7	157,8%
Custos Operacionais	128,9	111,9	15,2%	35,6	29,5	20,5%
EBITDA	231,6	148,5	56,0%	64,0	39,9	60,3%
EBITDA / Proveitos	23,3%	19,2%	4,1p.p.	23,3%	19,5%	3,8p.p.
Amortizações	50,5	50,4	0,1%	14,0	13,3	5,1%
Provisões	10,6	14,7	-28,1%	2,9	3,9	-25,3%
EBIT	170,5	83,3	104,7%	47,1	22,7	107,3%
EBIT / Proveitos	17,2%	10,8%	6,4p.p.	17,2%	11,1%	6,1p.p.
Resultado Financeiro	(65,4)	23,2	-	(18,1)	7,1	-
Resultado Extraordinário	13,7	(5,8)	-	3,8	(1,6)	-
Resultado Antes de Impostos	118,8	100,7	18,0%	32,8	28,2	16,3%
Impostos	47,9	35,1	36,7%	13,2	8,4	57,4%
Interesses Minoritários	6,6	33,8	-80,5%	1,8	8,8	-79,2%
Resultado Líquido	64,3	31,9	101,9%	17,8	11,1	60,7%



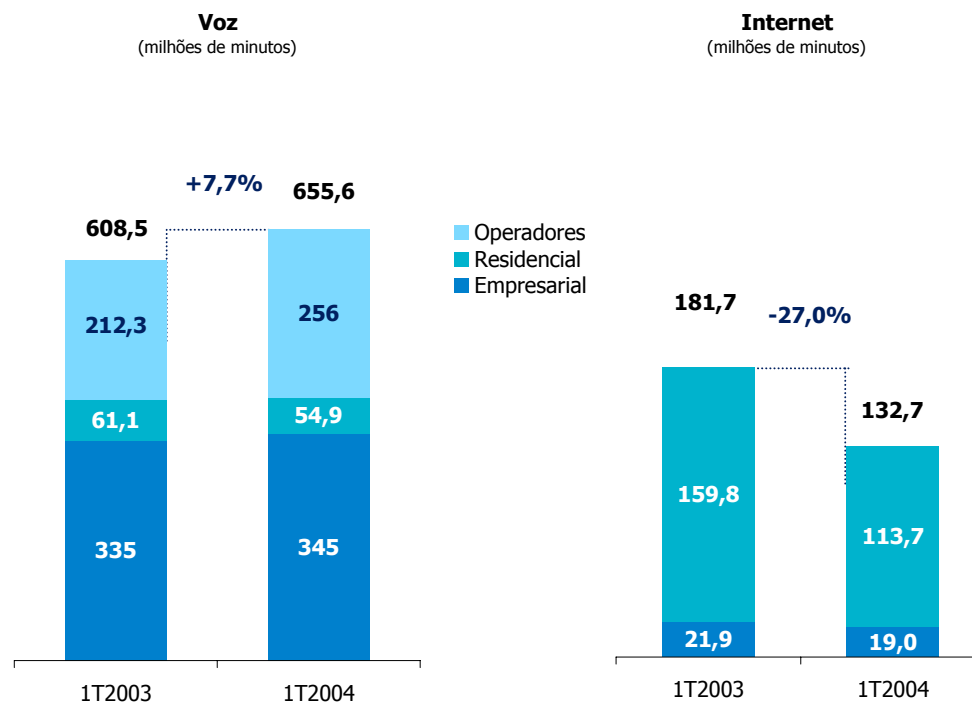
- As operações no Brasil apresentaram uma performance notável ao nível do EBITDA devido às revisões tarifárias da Bandeirante e Enersul (Outubro e Abril de 2003, respectivamente), permitindo um melhor retorno do capital investido. O crescimento homólogo do consumo de quase 5% nestas empresas também contribuiu positivamente.
- A próxima revisão tarifária da Escelsa será em Agosto de 2004, sendo esperada uma melhoria operacional a partir dessa data.
- O crescimento de 15,2% ao nível dos custos operacionais deve-se principalmente ao aumento dos custos com pessoal que se seguiu aos ajustamentos salariais ocorridos na segunda metade de 2003. Nota: a contribuição obrigatória para a Conta de Desenvolvimento Energético (encargo regulatório para o desenvolvimento de energias renováveis, a gás natural e a carvão mineral nacional) foi contabilizada na rubrica de custos directos desde Janeiro de 2004 devido ao seu reconhecimento directo na tarifa final.
- O crescimento do EBITDA em Euros foi mais notável devido à apreciação do Real face ao Euro em comparação com o período homólogo do ano anterior. A taxa de câmbio média Real/Euro foi de 3,78 no 1T2003 contra 3,60 no 1T2004, representando um aumento em termos médios de 5% do Real.

Prov. e Ganhos Operac. (€ M)	1T2004	1T2003	△%
Telecomunicações de voz	55,9	51,2	9,3%
Telecomunicações de dados	19,8	21,2	-6,8%
Outras receitas de telecomunicações	7,0	8,3	-14,6%
Serviços de telecomunicação	82,8	80,7	2,6%
Vendas de equipamento	0,8	1,3	-35,5%
Vendas de equipamento	0,8	1,3	-35,5%
Proveitos e ganhos operacionais	83,6	81,9	2,0%

Custos Directos (€ M)	1T2004	1T2003	△%
Custo dos serviços de telecomunicação	42,9	41,4	3,6%
Custo das vendas de equipamento	0,4	1,1	-63,2%

Custos directos da actividade	43,3	42,5	1,8%
--------------------------------------	-------------	-------------	-------------

Margem Bruta (€ M)	1T2004	1T2003	△%
Serviços de telecomunicações	39,9	39,3	1,6%
Vendas de equipamento	0,4	0,2	133,5%
Margem bruta	40,3	39,4	2,2%



- O tráfego de voz comutado pela ONI aumentou 7,7% para 655,6 milhões de minutos, dos quais 429,9 milhões de minutos resultam da actividade da ONI Espanha. Este crescimento foi em grande parte originado no segmento de Operadores. A margem bruta dos serviços de voz aumentou 4,6 p.p. no período em análise, para 39,4% no 1T2004, devido a uma redução dos custos de interligação (Maio 2003 – 10%)
- O tráfego ISP decresceu 27% quando comparado com o 1T2003, para 132,7 milhões de minutos, reflectindo a transferência de clientes de acesso Dial-up para o acesso xDSL. A margem bruta dos serviços de Internet aumentou 4,2 p.p. no período em análise, para 59,3% no 1T2004 devido a um aumento de 6,4 p.p. na margem bruta da ONI Portugal para esta actividade (impacto positivo do acesso xDSL).
- Os proveitos provenientes dos serviços de voz apresentaram um crescimento anual no 1T2004 de 9,3%, para €55,9 milhões. Esta evolução deveu-se essencialmente a um crescimento de 15,2% dos serviços de voz na ONI Espanha, que beneficiou de um aumento de €4,6 milhões nas receitas dos cartões pré-pagos.
- As receitas dos serviços de dados e Internet diminuíram 6,8% no período em análise. Esta evolução reflecte uma redução de 36,2% no aluguer de capacidade (termo de alguns contractos no segmento de Operadores), que foi parcialmente compensada por um aumento de 19,7% dos serviços de Internet.
- A margem bruta dos serviços de telecomunicações reduziu-se em 0,5 p.p. para 48,2% no 1T2004 devido a uma menor contribuição do aluguer de capacidade, que apresenta margens superiores.

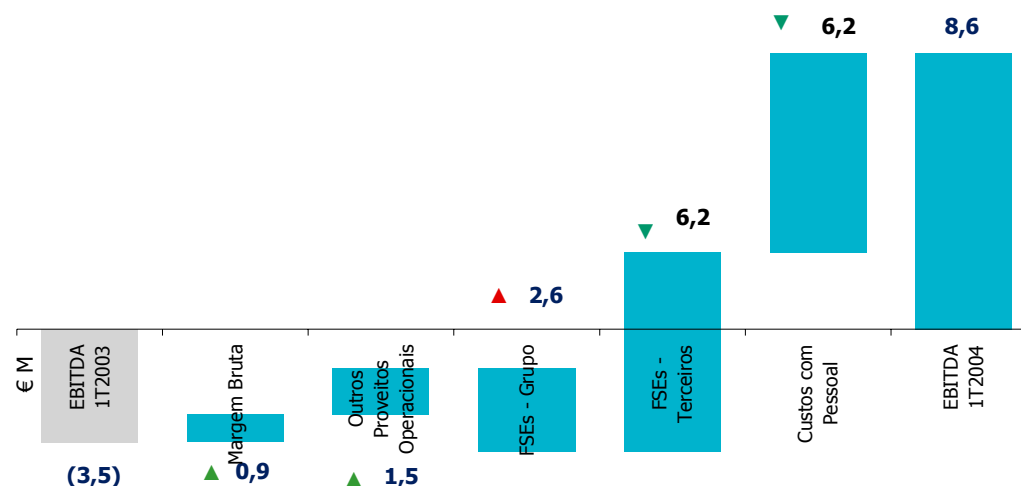
Telecomunicações Fixas - Portugal & Espanha



DR Operacional (€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
Proveitos Serviços Telecomunicações	82,8	80,7	2,6%
Proveitos Vendas de Equipamento	0,8	1,3	-35,5%
Proveitos e Ganhos Operacionais	83,6	81,9	2,0%
Custos directos da Actividade	43,3	42,5	1,8%
Margem Bruta	40,3	39,4	2,2%
Margem Bruta/Proveitos Operacionais	48,2%	48,1%	0,1p.p.
FSEs Grupo	2,7	0,1	3072,7%
FSEs Terceiros	18,7	24,9	-24,9%
Custos com o pessoal	11,2	17,4	-35,7%
Outros custos (proveitos) operacionais	(0,9)	0,6	-
Trabalhos para a Própria Empresa	(0,0)	(0,0)	90,1%
Custos e Perdas Operacionais	31,7	43,0	-26,2%
EBITDA	8,6	(3,5)	-
EBITDA/Proveitos	10,3%	(4,3%)	14,6p.p.
Amortizações	15,5	16,9	-8,5%
Provisões	0,6	0,5	22,5%
EBIT	(7,5)	(21,0)	64,1%
EBIT/Proveitos	(9,0%)	(25,6%)	16,6p.p.

Número de Empregados	1T2004	1T2003	Δ%
ONI Portugal	569	655	-13,1%
ONI Espanha	535	588	-9,0%
Comunitel	345	370	-6,8%
OLA Internet	190	218	-12,8%
Total	1.104	1.243	-11,2%

Investimento (€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
Fixo Portugal	2,7	3,3	-19,4%
Recorrente	0,4	0,1	212,0%
Não Recorrente	2,2	3,2	-29,4%
Fixo Espanha	3,7	5,9	-37,6%
Recorrente	1,3	2,3	-42,4%
Não Recorrente	2,3	3,6	-34,5%
Investimento Operacional	6,3	9,1	-31,0%



• O EBITDA aumentou €12,1 milhões no período em análise, para €8,6 milhões no 1T2004, sendo que a melhoria de eficiência alcançada pela ONI se reflectiu numa redução de 26,2% dos custos operacionais. No 1T2004, a ONI Portugal alcançou um EBITDA de €5,6 milhões.

• Os fornecimentos e serviços decresceram 14,1% no período em análise, em consequência dos resultados positivos conseguidos com o programa de corte de custos implementado pela ONI. As maiores poupanças foram conseguidas ao nível: (i) dos custos com a rede fixa; (ii) das despesas com publicidade e (iii) dos custos com trabalhos especializados, nomeadamente com Tecnologias da Informação.

• Os custos com pessoal reflectem uma redução significativa do número de trabalhadores da ONI. Entre o 1T2003 e o 1T2004, a ONI reduziu o seu número de efectivos em 139 empregados (excluindo a Germinus – consolidada pelo Método da Equivalência Patrimonial no 1T2004).

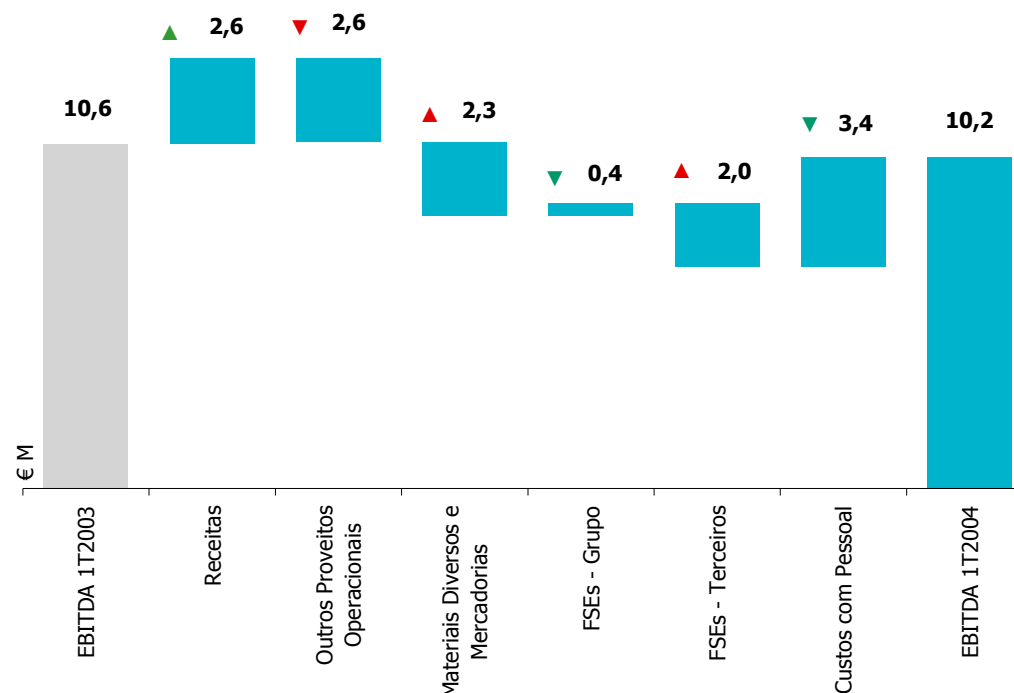
• As amortizações e provisões registaram um decréscimo anual de 8,5%, reflectindo as menores necessidades de investimento da ONI (o investimento necessário à expansão da rede e aquisição de infra-estruturas já foi efectuado). O EBIT aumentou €13,5 milhões no período em análise, sendo que a ONI Portugal contribuiu para 72% desta melhoria.

• O investimento operacional na ONI ascendeu a €6,3 milhões, o que representa um decréscimo anual de 29,7%.

DR Operacional (€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
Vendas	8,8	7,7	15,3%
Prestação de serviços	45,2	43,8	3,4%
Proveitos e Ganhos Operacionais	54,1	51,4	5,1%
Materiais diversos e mercadorias	8,7	6,4	35,7%
FSEs Grupo	2,6	3,0	-13,2%
FSEs Terceiros	19,4	17,4	11,2%
Custos com o pessoal	14,9	18,2	-18,5%
Outros custos (proveitos) operacionais	(0,6)	(0,7)	18,9%
Trabalhos para a Própria Empresa	(1,0)	(3,5)	70,6%
Custos e Perdas Operacionais	43,9	40,8	7,5%
EBITDA	10,2	10,6	-3,9%
EBITDA/Proveitos	18,9%	20,6%	-1,8p.p.
Amortizações	7,4	5,4	36,5%
Provisões	0,1	0,1	8,4%
EBIT	2,7	5,1	-47,1%
EBIT/Proveitos	5,0%	9,9%	-4,9p.p.

Número de empregados	1T2004	1T2003	Δ%
Número de empregados	1.556	1.796	-13,4%

Investimento operacional (€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
Investimento operacional	2,9	12,7	-77,2%



- Os proveitos operacionais da Edinfor totalizaram €54,1 milhões, o que representa um crescimento anual de 5,1%, reflectindo uma leve recuperação do crescimento económico em Portugal bem como um contrato efectuado com a OMIP (Operador Português para o MIBEL). No 1T2004, as vendas e prestações de serviços efectuadas para fora do Grupo EDP representaram 62,4% dos proveitos operacionais da Edinfor.
- As despesas com materiais e fornecimentos e serviços externos aumentaram 35,7% e 7,7% no período, respectivamente, resultado da recuperação sentida nas actividades da Edinfor relacionadas com 'finishing', trabalhos gráficos e vendas de equipamento.
- Os custos com pessoal decresceram 18,5% no período, no seguimento de: (i) uma redução de 240 trabalhadores reflexo do processo de redimensionamento dos recursos humanos implementado pela Edinfor e (ii) negociações salariais bem sucedidas.
- O investimento realizado em 2003 na aquisição de equipamento para o centro de processamento de dados (contrato de leasing), reflectiu-se num aumento de 36,5% das amortizações e, consequentemente, numa redução de 47,1% do EBIT no 1T2004.
- O investimento operacional da Edinfor reduziu-se fortemente para €2,7 milhões, reflectindo uma política de redução do nível de investimento. No entanto, não é expectável este nível de decréscimo para o ano 2004.

Resultados Financeiros e Extraordinários

Resultados Financeiros (€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
Empresas do Grupo e associadas	6,1	6,3	-3,2%
Rendimentos de participações de capital	0,0	17,2	-100,0%
Amortização do <i>Goodwill</i>	(23,4)	(20,0)	-17,5%
Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros	(17,3)	3,5	-
Juros financeiros líquidos	(84,8)	(84,0)	-1,0%
Diferenças de câmbio	5,0	12,0	-58,5%
SELIC s/ perdas do racionamento e 'Parcela	8,8	11,8	-25,5%
Outros	(6,2)	(14,8)	-
Ganhos/(Perdas) Financiamento	(77,3)	(75,0)	-3,0%

Resultados Financeiros	(94,6)	(71,5)	-32,3%
-------------------------------	---------------	---------------	---------------

Impacto da Consolidação pelo MEP (€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
REN (30%)	4,7	5,5	-14,1%
CEM (22%)	1,0	-	-
Electra (30.6%)	0,9	0,8	11,4%
Outros	(0,5)	0,1	-

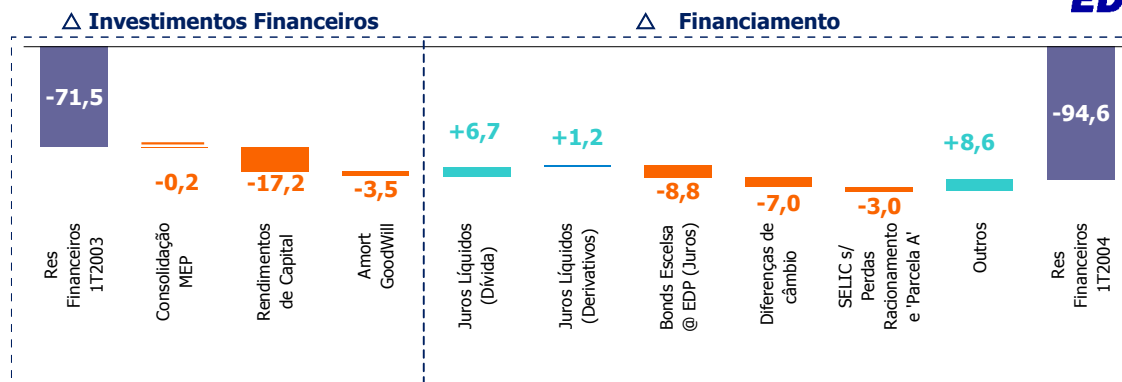
Total	6,1	6,3	-3,2%
--------------	------------	------------	--------------

Amortização do <i>Goodwill</i> (€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
Hidrocontábrico	9,8	8,6	13,4%
EBE	2,1	2,1	0,0%
IVEN	5,4	4,6	17,3%
ACE Holding	1,1	1,1	3,4%
Comunitel	3,1	2,1	44,3%
Outros	2,0	1,4	39,6%

Total	23,4	20,0	17,5%
--------------	-------------	-------------	--------------

DR Extraordinários (€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
Ganhos/(Perdas) em imobilizações	(3,4)	1,0	-
Aumento/(redução) provisões/amortizações	2,8	8,1	-66,0%
Correcções exercícios anteriores (líq.º)	(1,2)	(0,4)	-195,4%
Correcção de hidraulicidade (líquido)	-	-	-
Compensação Amort. Activos Subsidiados	-	18,5	-
Dívidas incobráveis	(1,8)	(0,3)	-521,3%
Ganhos/(Perdas) em existências	(0,5)	(0,4)	-43,0%
Outros Ganhos/(Perdas)	(3,0)	(3,1)	5,0%

Resultados Extraordinários	(7,1)	23,4	-
-----------------------------------	--------------	-------------	---



A queda de €23,1 milhões nos **Resultados Financeiros** é maioritariamente explicada por:

- Menores dividendos recebidos, nomeadamente: i) €7,0 milhões de dividendos, recebidos no 1T2003, referentes à participação de 3% da EDP na Iberdrola, a qual foi vendida no 2S2003; e ii) €10,1 milhões de dividendos, recebidos no 1T2003, da participação no BCP (4,36%), os quais, este ano, vão ser recebidos no 2T2004 (€7,2 milhões).

- Em Janeiro de 2003 a EDP recebeu €16,9 milhões referentes ao cupão semestral de 83% das Senior Notes da Escelsa adquiridas no final de 2002. Ajustando este recebimento extraordinário e o facto de não terem sido contabilizados os juros corridos, em Fevereiro e em Março de 2003, do cupão recebido em Julho de 2003, os juros financeiros do Grupo EDP teriam apresentado uma queda de 9%.

- As diferenças cambiais apresentaram uma queda de €7,0 milhões devido à menor valorização do Real face ao Dólar no 1T2004, face ao 1T2003, afectando a dívida denominada em Dólares das subsidiárias brasileiras (nota: as diferenças cambiais das Senior Notes da Escelsa são compensadas na consolidação do Grupo).

- A melhoria de €8,6 milhões nos "outros" está relacionada com menores perdas registadas nos contratos financeiros da Bandeirante indexados ao índice de preços IGP-M (32,5% em Março de 2003 e 5,1% em Março de 2004).

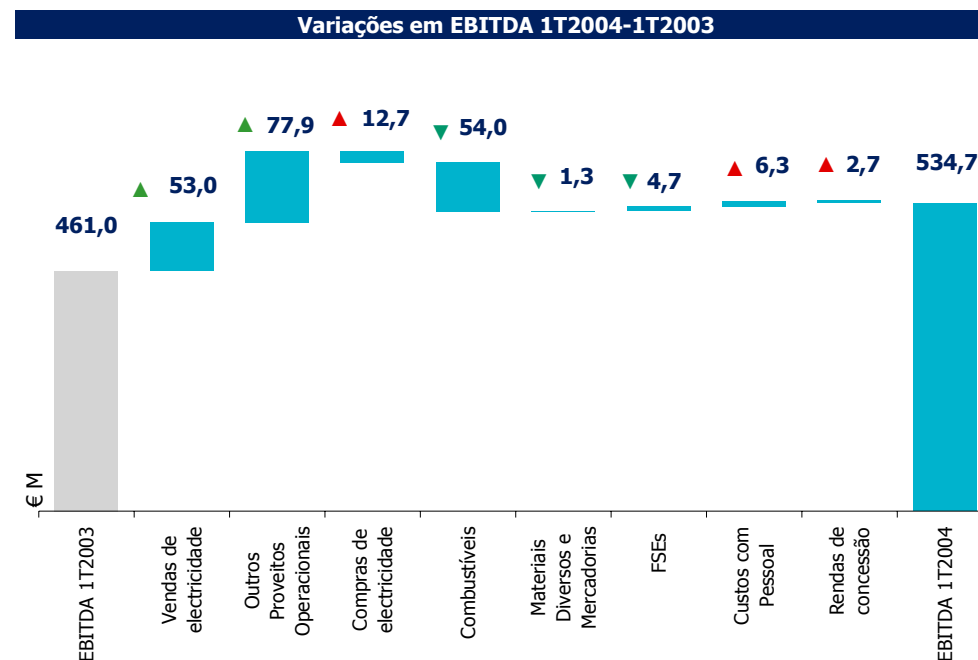
Os **Resultados Extraordinários** apresentaram uma perda de €7,1 milhões no 1T2004 em comparação com um ganho de €23,4 milhões no 1T2003:

- €18 milhões referentes à compensação das amortizações dos activos subsidiados que estavam sendo contabilizados como proveito extraordinário foram reclassificados como uma rubrica operacional.

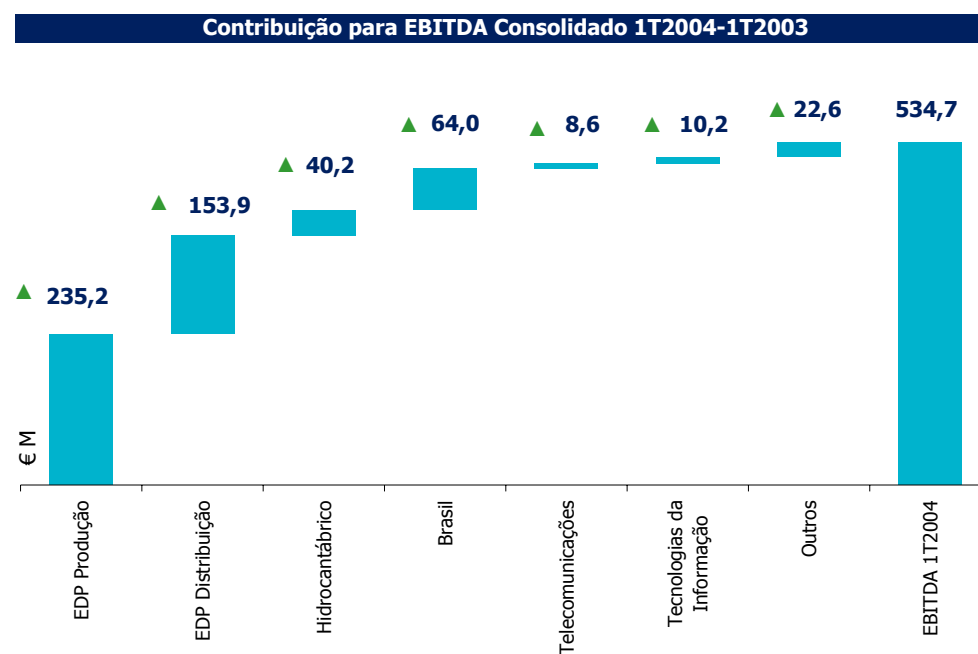
- A rubrica de "Outros" inclui os €9,0 milhões da compensação paga aos pré-reformados pela aceitação da antecipação à idade legal da reforma (ver página 9 – EDP Distribuição). Este custo foi parcialmente compensado por uma restituição de impostos no Brasil (€6,2 milhões).

Demonstração de Resultados Consolidada

DR Consolidada (€ M)	1T2004	1T2003	Δ%
Vendas de Electricidade	1.584,9	1.531,9	3,5%
Outras Vendas	69,6	16,4	324,5%
Prestação de Serviços	144,1	108,8	32,4%
Proveitos Operacionais	1.798,6	1.657,1	8,5%
Electricidade	796,5	783,8	1,6%
Combustíveis	101,0	47,0	115,0%
Materiais diversos e mercadorias	55,4	56,7	-2,2%
Fornecimentos e Serviços Externos	146,7	151,4	-3,1%
Custos com o Pessoal	160,2	166,4	-3,8%
Rendas de Concessão	46,7	44,0	6,2%
Outros Custos/(Proveitos) Operacionais	2,7	(2,1)	-
TPE'S	(45,2)	(51,0)	11,3%
Custos Operacionais	1.263,9	1.196,1	5,7%
EBITDA	534,7	461,0	16,0%
EBITDA/Proveitos	29,7%	27,8%	1,9p.p.
Amortizações	209,0	199,0	5,0%
Compensação amort. activo subsidiado	(18,1)	-	-
Provisões	19,9	27,3	-27,2%
EBIT	323,9	234,7	38,0%
EBIT/Proveitos	18,0%	14,2%	3,8p.p.
Resultados Financeiros	(94,6)	(71,5)	-32,3%
Resultados Extraordinários	(7,1)	23,4	-
Resultados Antes de Impostos	222,2	186,6	19,1%
IRC	76,9	67,4	14,0%
Impostos Diferidos	(28,1)	(6,4)	-337,3%
Interesses Minoritários	(7,3)	(6,9)	-6,4%
Resultados Líquidos	180,8	132,5	36,5%



Nota: No 1T2004, a rubrica de 'Outros Proveitos Operacionais' identificada no gráfico acima inclui 'Prestações de Serviço' e 'Outras Vendas' que foram previamente contabilizadas como Vendas de Electricidade.



Cash Flow & Balanço Consolidado

Activo (€ M)	1T2004	YE2003
Activo fixo	15.055,2	15.084,1
Imobilizado incorpóreo	1.821,2	1.849,7
Imobilizado corpóreo	11.649,9	11.651,6
Investimentos financeiros	1.584,1	1.582,8
Activo circulante	2.594,6	2.334,8
Existências	152,3	159,2
Clientes (líquido)	972,7	921,5
Outros devedores (líquido)	1.204,4	966,6
Caixa e equivalentes	265,1	287,5
Acréscimos e diferimentos	737,0	622,4
Impostos diferidos	602,0	609,3
Total do Activo	18.988,8	18.650,7
Capital Próprio (€ M)	1T2004	YE2003
Capital	3.000,0	3.000,0
Acções próprias	(49,5)	(49,0)
Resultados transitados e outras reservas	2.064,9	1.965,9
Resultado líquido consolidado	180,8	381,1
Total do Capital Próprio	5.196,3	5.298,0
Interesses minoritários	233,3	236,5
Conta de correcção de hidraulicidade	378,4	387,5
Passivo (€ M)	1T2004	YE2003
Provisões	801,2	819,6
Dívida financeira	7.362,5	7.492,7
Curto prazo	1.342,0	1.457,5
Médio e longo prazo	6.020,4	6.035,3
Passivo de curto prazo	2.179,2	1.781,9
Fornecedores	681,5	782,6
Outros credores	1.497,7	999,3
Acréscimo e diferimentos	2.233,5	2.018,4
Impostos diferidos	604,5	616,1
Total do Passivo	13.180,8	12.728,7
Total do Capital Próprio + Passivo	18.988,8	18.650,7

Cash Flow (€ m)	1T2004
Resultado líquido	180,8
Ajustamento tarifário	45,0
Amortizações	209,0
Compensação da amortização dos activos subsidiados	(18,1)
Amortização do goodwill	23,4
Provisões líquidas	(6,4)
Juos da conta de hidraulicidade	2,5
Outros Ajustamentos (MEP, Diferenças Cambiais e Outras)	0,3
A somar: Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros (ou proveitos)	86,7
Cash Flow Operacional antes do Inv. em Fundo de Maneio	523,2
Investimento em Fundo de maneio	(48,2)
Cash Flow Operacional	475,0
Investimento Operacional	(143,3)
Cash Flow Operacional Líquido	331,8
Alienação de Imobilizados	3,9
Investimento financeiro	(3,6)
Juros financeiros líquidos e outros custos financeiros (ou proveitos)	(86,7)
Dividendos pagos e distribuição de resultados	-
Outras variações de fundo de maneio não operacional	(115,1)
(Aumento)/Redução da Dívida Financeira	130,3

- O Grupo EDP registou, no 1T2004, €331,8 milhões ao nível do Cash Flow Operacional Líquido.
- O Core Business continua a ter o maior contributo, com a EDP Produção e a EDP Distribuição, a representarem cerca de 90% do Cash Flow do Grupo (ver página 27).
- O adiamento do investimento no segundo grupo da TER beneficiou o Cash Flow do 1T2004.
- O Cash Flow gerado ao nível do Core Business resultou numa diminuição de €130,3 milhões da dívida financeiro do Grupo EDP.

Demonstração de Resultados por Negócio



1T2004 (Milhões de €)	EDP Produção (1)	Renováveis	EDP Distribuição	HC (2)	Brasil (3)	ONI	Tecnologias de Informação	EDP Consolidado
Vendas de Electricidade	332,7	5,7	880,9	163,8	257,2	-	-	1.584,9
Outras Vendas	5,3	-	0,6	11,0	-	2,0	8,8	69,6
Prestação de Serviços	16,2	-	5,9	5,2	17,4	83,3	45,2	144,1
Proveitos Operacionais	354,3	5,7	887,5	180,0	274,5	85,2	54,1	1.798,6
Electricidade	6,7	-	565,1	75,9	174,9	-	-	796,5
Combustíveis	75,5	0,4	-	25,0	0,1	-	-	101,0
Materiais diversos e mercadorias	0,6	-	23,6	18,0	2,8	1,5	8,7	55,4
Fornecimentos e Serviços Externos	12,0	0,3	47,8	8,8	13,9	64,4	21,9	146,7
Custos com o Pessoal	29,8	0,2	92,9	9,5	17,2	11,7	14,9	160,2
Rendas de Concessão	0,2	0,1	46,4	-	-	-	-	46,7
Outros Custos/(Proveitos)	(2,0)	0,0	(2,9)	3,3	1,7	(0,9)	(0,6)	2,7
TPE'S	(3,7)	(0,3)	(39,4)	(0,7)	-	(0,0)	(1,0)	(45,2)
Custos Operacionais	119,0	0,8	733,5	139,9	210,5	76,7	43,9	1.263,9
EBITDA	235,2	4,9	153,9	40,2	64,0	8,6	10,2	534,7
EBITDA/Proveitos	66,4%	86,6%	17,3%	22,3%	23,3%	10,0%	18,9%	29,7%
Amortizações	55,9	1,0	86,6	16,5	14,0	15,6	7,4	209,0
Compensação amort. activo subsidiado	(1,0)	(0,0)	(16,7)	(0,3)	-	-	-	(18,1)
Provisões	2,8	0,0	12,5	0,1	2,9	0,6	0,1	19,9
EBIT	177,5	3,9	71,6	23,9	47,1	(7,7)	2,7	323,9
EBIT/Proveitos	50,1%	69,2%	8,1%	13,3%	17,2%	-9,0%	5,0%	18,0%
Resultados Financeiros	(25,2)	(0,3)	(8,3)	(15,4)	(17,1)	(12,8)	(2,7)	(94,6)
Resultados Extraordinários	(2,4)	(0,1)	0,6	0,3	3,8	(1,8)	(0,7)	(7,1)
Resultados Antes de Impostos	149,8	3,5	63,9	8,8	33,8	(22,2)	(0,7)	222,2
IRC	41,1	1,0	28,3	3,5	13,2	(2,1)	0,7	48,8
Interesses Minoritários	(0,1)	-	-	1,7	2,3	(0,0)	(0,6)	(7,3)
Resultados Líquidos	108,8	2,5	35,6	3,7	18,3	(20,1)	(0,8)	180,8

Nota: Contas das áreas de negócio não auditadas

(1) Os PRE Enernova e EDP Bioeléctrica (Energias renováveis) foram excluídos do perímetro de consolidação da EDPP.

(2) Consolidação proporcional (40%); quando consolidada na EDP, a rubrica da "Variação da Produção" para os PRE's da Hidrocontábrico foi contabilizada na rubrica de "Outros Custos Operacionais" (páginas 12 e 13 da Hidrocontábrico é contabilizado como "Proveitos Operacionais").

(3) As contas apresentadas não correspondem às contas estatutárias apresentadas na secção do Brasil (pág. 16), sendo apenas consideradas para efeitos de consolidação do Grupo EDP. A principal diferença é a reavaliação dos activos da Bandeirante, Escelsa e Enersul que são apenas considerados para efeitos de consolidação em Portugal.

Demonstração de Resultados por Negócio



1T2003 (Milhões de €)	EDP Produção (1)	Renováveis	EDP Distribuição	HC (2)	Brasil (3)	ONI	Tecnologias de Informação	EDP Consolidado
Vendas de Electricidade	284,9	3,6	897,2	135,4	205,0	-	-	1.531,9
Outras Vendas	4,8	-	0,4	-	-	1,3	7,7	16,4
Prestação de Serviços	(2,5)	-	5,3	-	-	80,7	43,8	108,8
Proveitos Operacionais	287,3	3,6	903,0	135,4	205,0	81,9	51,4	1.657,1
Electricidade	5,0	-	590,1	69,5	135,5	-	-	783,8
Combustíveis	46,4	0,6	-	18,8	-	-	-	47,0
Materiais diversos e mercadorias	1,4	-	24,6	0,6	1,9	42,5	6,4	56,7
Fornecimentos e Serviços Externos	11,5	0,4	49,7	7,8	13,4	25,0	20,3	151,4
Custos com o Pessoal	29,6	0,3	99,3	8,0	13,6	17,4	18,2	166,4
Rendas de Concessão	0,9	0,1	42,8	-	-	-	-	44,0
Outros Custos/(Proveitos)	(1,1)	0,1	(2,2)	0,5	0,7	0,6	(0,7)	(2,1)
TPE'S	(3,8)	(0,2)	(40,9)	(1,1)	-	(0,0)	(3,5)	(51,0)
Custos Operacionais	89,7	1,2	763,4	104,1	165,1	85,5	40,8	1.196,1
EBITDA	197,6	2,4	139,6	31,3	39,9	(3,5)	10,6	461,0
EBITDA/Proveitos	68,8%	66,8%	15,5%	23,1%	19,5%	-4,3%	20,6%	27,8%
Amortizações	57,7	1,0	85,4	12,9	15,9	16,9	5,4	199,0
Provisões	2,4	0,0	17,4	0,5	3,9	0,5	0,1	27,3
EBIT	137,5	1,4	36,7	17,9	20,1	(21,0)	5,1	234,7
EBIT/Proveitos	47,9%	40,1%	4,1%	13,3%	9,8%	-25,6%	9,9%	14,2%
Resultados Financeiros	(21,7)	(0,2)	(8,3)	(14,9)	7,1	(11,7)	(2,5)	(71,5)
Resultados Extraordinários	2,3	0,1	24,4	2,0	(1,6)	(3,4)	0,1	23,4
Resultados Antes de Impostos	118,2	1,4	52,8	5,0	25,6	(36,1)	2,6	186,6
IRC	49,7	0,5	16,9	(7,5)	9,4	(2,9)	1,7	61,0
Interesses Minoritários	(0,2)	-	-	0,9	8,8	(0,1)	(0,0)	(6,4)
Resultados Líquidos	68,7	0,9	35,9	11,6	7,5	(33,2)	1,0	132,1

Nota: Contas das áreas de negócio não auditadas

(1) Os PRE Enernova e EDP Bioelétrica (Energias renováveis) foram excluídos do perímetro de consolidação da EDPP.

(2) Consolidação proporcional (40%); quando consolidada na EDP, a rubrica da "Variação da Produção" para os PRE's da Hidrocontábrico foi contabilizada na rubrica de "Outros Custos Operacionais" (páginas 12 e 13 da Hidrocontábrico é contabilizado como "Proveitos Operacionais").

(3) As contas apresentadas não correspondem às contas estatutárias apresentadas na secção do Brasil (pág. 16), sendo apenas consideradas para efeitos de consolidação do Grupo EDP. A principal diferença é a reavaliação dos activos da Bandeirante, Escelsa e Enersul que são apenas considerados para efeitos de consolidação em Portugal.

Balanço por Negócio



1T2004 (Milhões de €)	EDP Produção (1)	Renováveis	EDP Distribuição	HC (2)	Brasil (3)	ONI	Tecnologias de Informação	EDP Consolidado
Imobilizado incorpóreo	6,3	0,0	0,9	597,1	47,9	259,9	68,5	1.821,2
Imobilizado corpóreo	4.194,3	135,9	4.376,6	1.098,2	1.316,5	226,5	88,1	11.649,9
Investimentos financeiros	36,5	0,0	0,2	38,9	15,0	1,7	0,6	1.584,1
Activo circulante	1.080,4	12,7	987,1	127,1	573,9	231,3	98,5	2.329,4
Caixa e Equivalentes	6,4	0,0	39,8	28,1	85,6	2,1	3,3	265,1
Acréscimos e diferimentos	35,1	4,2	12,6	21,4	361,6	125,0	35,6	1.338,9
Total do activo	5.359,1	152,8	5.417,1	1.910,8	2.400,6	846,6	294,6	18.988,8
Provisões para riscos e encargos	94,7	0,2	347,2	33,1	172,7	32,2	2,4	801,2
Dívida financeira	2.408,4	51,9	778,1	764,1	889,0	716,8	97,5	7.362,5
Outros credores	741,1	60,9	1.050,0	147,0	445,6	215,5	118,1	2.179,2
Acréscimos e diferimentos	100,0	4,7	1.639,3	109,3	259,5	51,7	22,1	2.838,0
Total do passivo	3.344,1	117,7	3.814,6	1.053,4	1.766,8	1.016,2	240,1	13.180,8
Conta de correcção de hidraulicidade	-	-	-	-	-	-	-	378,4
Interesses minoritários	0,1	-	-	177,5	101,4	0,0	2,6	233,3
Capital próprio	2.014,9	35,1	1.602,5	679,9	532,3	(169,7)	51,9	5.196,3
Total do capital próprio + passivo	5.359,1	152,8	5.417,1	1.910,8	2.400,6	846,6	294,6	18.988,8

Nota: Contas das áreas de negócio não auditadas

(1) Os PRE Enernova e EDP Bioeléctrica (Energias renováveis) foram excluídos do perímetro de consolidação da EDPP.

(2) Consolidação proporcional (40%)

(3) As contas apresentadas não correspondem às contas estatutárias apresentadas na secção do Brasil (pág. 16), sendo apenas consideradas para efeitos de consolidação do Grupo EDP. A principal diferença é a reavaliação dos activos da Bandeirante, Escelsa e Enersul que são apenas considerados para efeitos de consolidação em Portugal.

Balanço por Negócio



2003 (Milhões de €)	EDP Produção ⁽¹⁾	Renováveis	EDP Distribuição	HC ⁽²⁾	Brasil ⁽³⁾	ONI	Tecnologias de Informação	EDP Consolidado
Imobilizado incorpóreo	6,7	0,0	0,8	607,7	44,2	283,6	70,8	1.849,7
Imobilizado corpóreo	4.241,6	126,1	4.389,2	1.088,4	1.255,1	230,0	95,4	11.651,6
Investimentos financeiros	7,7	0,0	0,2	40,7	53,5	1,4	0,5	1.582,8
Outros Activos	1.015,8	10,5	1.009,5	108,8	617,1	193,6	82,6	2.047,3
Caixa e Equivalentes	10,1	0,1	30,3	42,3	83,9	6,2	2,4	287,5
Acréscimos e diferimentos	68,5	4,2	12,7	14,3	346,5	118,7	27,1	1.231,8
Total do activo	5.350,4	140,9	5.442,6	1.902,0	2.400,2	833,5	278,8	18.650,7
Provisões para riscos e encargos	92,8	0,2	341,1	39,2	164,1	37,2	2,3	819,6
Dívida financeira	2.487,7	52,2	778,1	786,1	829,5	682,9	89,2	7.492,7
Outros credores	754,7	51,5	1.187,6	131,2	519,9	199,7	114,8	1.781,9
Acréscimos e diferimentos	138,0	4,4	1.568,8	94,0	259,3	46,4	15,3	2.634,5
Total do passivo	3.473,2	108,3	3.875,6	1.050,5	1.772,8	966,2	221,6	12.728,7
Conta de correcção de hidraulicidade	-	-	-	-	-	-	-	387,5
Interesses minoritários	0,2	-	-	175,3	96,2	0,1	3,3	236,5
Capital próprio	1.877,1	32,6	1.566,9	676,2	531,2	(132,8)	53,8	5.298,0
Total do capital próprio + passivo	5.350,4	140,9	5.442,6	1.902,0	2.400,2	833,5	278,8	18.650,7

Nota: Contas das áreas de negócio não auditadas

⁽¹⁾ Os PRE Enernova e EDP Bioeléctrica (Energias renováveis) foram excluídos do perímetro de consolidação da EDPP.

⁽²⁾ Consolidação proporcional (40%)

⁽³⁾ As contas apresentadas não correspondem às contas estatutárias apresentadas na secção do Brasil (pág. 16), sendo apenas consideradas para efeitos de consolidação do Grupo EDP. A principal diferença é a reavaliação dos activos da Bandeirante, Escelsa e Enersul que são apenas considerados para efeitos de consolidação em Portugal.

Cash Flow por Negócio



1T2004 (Milhões de €)	EDP Produção	Renováveis	EDP Distribuição	HC ⁽¹⁾	Brazil	ONI	Information Technology	EDP Consolidated
Resultado Líquido	108,8	2,5	35,6	3,7	18,3	(20,1)	(0,8)	180,8
Ajustamento Tarifário	-	-	41,1	-	3,9	-	-	45,0
Amortizações	55,9	1,0	86,6	16,5	21,9	15,6	7,4	209,0
Compensação da Amortização dos Activos Sbsidiados	(1,0)	(0,0)	(16,7)	(0,3)	-	-	-	(18,1)
Amortização do Goodwill	-	-	-	8,3	0,1	3,9	1,3	23,4
Provisões Líquidas	2,1	0,0	7,5	0,1	2,7	(0,5)	0,1	(6,4)
Juros da Conta de Hidraulicidade	-	-	-	-	-	-	-	2,5
Outros Ajustamentos (MEP, Diferenças Cambiais e Outras)	(0,1)	-	0,6	0,4	(3,2)	(0,0)	0,8	0,3
A somar: Juros Financeiros Líquidos e Outros Custos Financeiros (Proveitos)	25,4	0,3	12,8	7,9	23,7	8,3	1,5	86,7
Cash Flow Operacional antes do Inv. em Fundo de Maneio	191,1	3,9	167,4	36,6	67,4	7,3	10,4	523,2
Investimento em Fundo de maneio	40,4	(4,7)	(44,9)	4,8	(20,2)	2,6	2,3	(48,2)
Cash Flow Operacional	231,6	(0,8)	122,6	41,3	47,2	9,8	12,7	475,0
Investimento Operacional	(8,3)	(10,8)	(47,4)	(25,8)	(38,5)	(6,3)	(2,9)	(143,3)
Cash Flow Operacional Líquido	223,2	(11,6)	75,2	15,5	8,7	3,5	9,8	331,8

⁽¹⁾ Consolidação proporcional (40%).