



Resultados 1S2008

Direcção de Relações com Investidores

Miguel Viana, Director
Sónia Pimpão
Elisabete Ferreira
Noélia Rocha
Ricardo Farinha

Tel: +351 21 001 2834
Fax: +351 21 001 2899
Email: ir@edp.pt
Site: www.edp.pt

Reuters: EDP.LS
Bloomberg: EDP PL

Lisboa, 30 de Julho de 2008

Índice



Resultados 1S08	- 3 -
Desempenho da EDP na Bolsa	- 4 -
Demonstrações Financeiras Consolidadas	- 5 -
EBITDA Overview	- 6 -
Investimento Operacional	- 7 -
Cash Flow	- 8 -
Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais	- 9 -
Resultados Financeiros Consolidados e Interesses Minoritários	- 10 -
Áreas de Negócio	
Sistema Eléctrico no Mercado Ibérico	- 12 -
Produção e Comercialização na Península Ibérica	- 13 -
EDP Renováveis	- 16 -
Distribuição em Portugal	- 18 -
Distribuição em Espanha	- 19 -
Gás Regulado	- 20 -
Gás Liberalizado	- 21 -
Brasil: Eneraias do Brasil	- 22 -
Demonstrações de Resultados & Anexos	- 25 -

Resultados 1S08



Resultados Financeiros (€ M)	1S08	1S07	Δ 08/07
Margem Bruta	2,445.0	2,262.6	8.1%
Custos Operacionais	860.5	910.1	-5.4%
EBITDA	1,584.5	1,352.6	17.2%
EBIT	973.4	827.5	17.6%
Resultado Líquido	703.0	422.1	66.6%
Dívida Líquida	12,028.4	11,692.2	2.9%

Dados Operacionais	1S08	1S07	Δ 08/07
Electricidade:			
Capacidade Instalada (MW)	16,097	13,789	+2,308 MW
Produção (GWh)	23,714	24,801	-4.4%
Distribuição (GWh)	42,630	41,940	1.6%
Comercialização (GWh)	46,901	46,436	1.0%
Clientes (mil)	10,010	9,779	+231 mil
Gás:			
Distribuição (GWh)	13,187	12,696	3.9%
Comercialização (GWh)	15,611	13,539	15.3%
Clientes (mil)	808	778	+30 mil
Número de Empregados (Grupo)	13,049	13,259	-210

No 1S08, o EBITDA consolidado cresceu 17% em termos homólogos, para €1,585m, importando destacar:

- **Produção e comercialização na Pen. Ibérica (+5,1% vs 1S07, €616M EBITDA)** – A performance neste negócio foi marcada pelo crescimento sustentado do EBITDA recorrente na produção contratada (CAE/CMECs e regime especial), a subir 5,6% (€22m) vs 1S07 suportada pela margem bruta adicional gerada pelo investimento de dessulfuração na central a carvão de Sines (€9,5M com início neste semestre). Contudo, esta subida foi penalizada pela queda de 4% vs 1S07 verificada no EBITDA da produção liberalizada, penalizada pelas operações em Espanha (marge bruta -30% vs 1H07) e, mais concretamente, pela paragem da central a carvão Soto 3 no 1T08 e pelo impacto conjunto do acentuado aumento custo margina de produção a carvão e queda de preços no mercado no 2T08. Em Portugal, a margem bruta na produção liberalizada cresceu 62% em termos homólogos beneficiando de: (1) factores de utilização mais elevados na central CCGT do Ribatejo (74% no 1S08 vs 50% no 1S07).
- **Eólico (+145% vs 1S07, €227M EBITDA)** – Para além do início de consolidação da subsidiária no EUA, Horizon (EBITDA €76M no 1S08), a partir de Julho de 2007, o crescimento o EBITDA foi impulsionado por: (i) acréscimos de nova capacidade (c1.3GW nos últimos 12 meses), (ii) aumento das tarifas médias recebidas (+15% vs 1H07 na Europa) e (iii) continuação de registo de factores de utilização de excelência. Os factores médios de utilização registados pela EDP Renováveis no 1S08 confirmam a qualidade superior dos seus activos: 27.6% em Espanha, 28.8% em Portugal, 25.9% em França e 37.8% nos EUA.
- **Distribuição na Pen. Ibérica (+14% YoY, €354M EBITDA)** – O EBITDA da distribuição regulada em Portugal cresceu 16% vs 1S07, para €308M no 1S08, impulsionado pelo crescimento de 8.6% da margem bruta. Os custos controláveis cresceram +3,3% vs 1S07, reflectindo por um lado mais elevados custos comerciais e novos custos de gestão de aquisição de energia decorrentes de novas regras de MIBEL, e por outro lado, o sucesso do programa de ajustamento de efectivos (PAE). Em Espanha, o EBITDA cresceu 4.9% vs 1S07, essencialmente fruto de um aumento em 3.9% dos proveitos regulados reconhecidos nas tarifas de 2008.
- **Brazil (-7,9% vs 1S07, €298M EBITDA)** – A contribuição da Energias do Brasil para o EBITDA consolidado recuou em 8% vs 1S07 (11.4% em moeda local) para €298M (R\$ 777.9M) no 1S08, penalizada pela redução do valor de activos regulatórios recebidos em 1S08, face a 1S07, e pela adversa revisão tarifária efectuada para o próximo período regulatório. Em moeda local, o EBITDA da produção subiu 50% em termos homólogos, enquanto o EBITDA da distribuição caiu 31% no mesmo período.
- **Gás (+13% vs 1S07, €112M EBITDA)** – As actividades reguladas de distribuição e transmissão de gás registaram um aumento de 11% (vs 1S07) no EBITDA, para €84M no 1S08, beneficiando de um acréscimo no número de clientes (+3.7% vs 1S07) e de uma expansão da extensão da rede (+4.6% vs 1S07). No mercado liberalizado, o EBITDA aumentou 20% vs 1S07, suportado pelo aumento de volumes fornecidos (+49% vs 1S07) e clientes (+54% vs 1S07).

Os **custos financeiros líquidos** cresceram de €176M no 1S07, para €511,4M no 1S08, impulsionados por: (1) um aumento dos juros financeiros líquidos suportados (+50% vs 1S07), devido ao aumento da dívida bruta média no período (+32%) e ao aumento em 20 p.p. no custo médio da dívida do grupo EDP (5.6% no 1S08 vs. 5.4% no 1S07), ainda que beneficiando de uma redução em 200bp no custo médio da dívida em Reais; (2) uma redução nos outros ganhos e perdas financeiros, provocada por imparidades de €148m reflectindo a redução do valor de mercado das participações accionista na Sonaecom e BCP e inclusão de resultados de hedging financeiro de combustíveis da actividade de produção de electricidade que apresentaram um ganho de €7,2M no 1S07 comparado com uma perda de €53.7M no 1S08.

O **resultado líquido** atingiu €703m no 1S08, impulsionado por diversos ganhos de capital, nomeadamente: (1) €405M decorrentes da diluição da posição da EDP na EDP Renováveis, (2) €49M decorrente da venda das posições na Turbogás (40%) e Portugen (27%). Por outro lado, o lucro líquido está penalizado, por um lado, pelo efeito global da descontinuação das operações da Enersul na EDP no valor de €67M que resulta da perda no valor económico da Enersul devido a um enquadramento regulatório negativo e €8M como resultado da operação de permuta de activos da Enersul. Ajustado destes factores e das imparidades supra-referidas, o lucro líquido sobe 12% em termos homólogos.

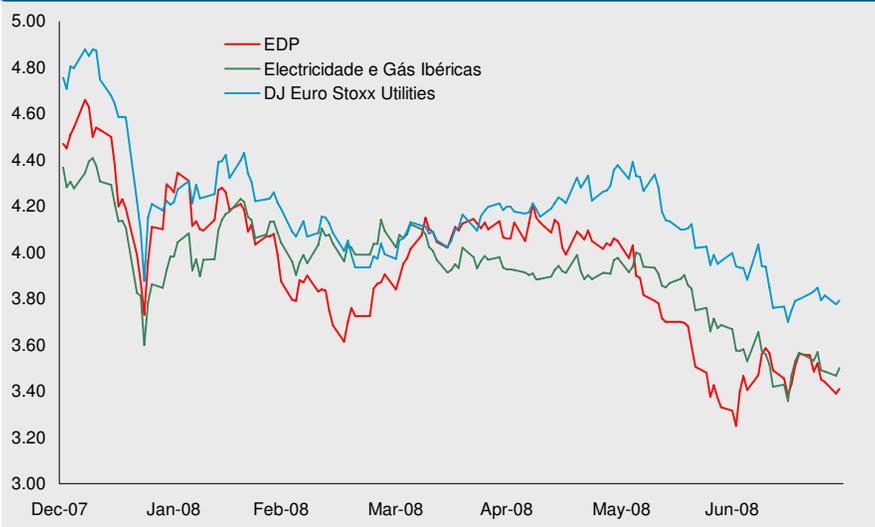
A **dívida líquida** no final de Junho ascendia a €12 mil milhões, acima de €11.7 mil milhões registado no final de 2007, reflectindo por um lado o elevado nível de cash flow gerado e o encaixe da operação de IPO da EDP renováveis, e por outro lado, o elevado nível de investimento operacional, o pagamento de €759m pelo domínio hídrico e o aumento do valor de activos regulatórios (+€434M durante o semestre). No 1S08, o investimento operacional da EDP ascendeu a €1,344M, 75% do qual referente a projectos de expansão. No 1S08, o capex da EDP ascendeu a €1.345M, 76% do qual relativo a projectos de expansão. Em Jun-08, a EDP tinha 4.300MW em construção (60% dos quais em capacidade eólica e hídrica), representando um acréscimo de capacidade de 25%.

Em Julho, como corolário da melhoria da situação financeira da EDP resultante do IPO da EDP Renováveis, a Standard & Poor's Ratings Services reviu em alta a sua perspectiva da EDP, de 'Negativo', para 'Estável', reafirmando a notação de crédito de curto e longo prazo, em 'A-/A-2'.

Desempenho da EDP na Bolsa



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon - YTD



Principais Eventos EDP

Jan-02: Horizon acorda transacção de 600 milhões de USD com investidores institucionais

Jan-08: EDP lança concurso para reforço de potência de Alqueva

Jan-09: Energias do Brasil tem nova directoria executiva

Fev-19: EDP adquire 1.050 MW de capacidade de produção a instalar nos Estados Unidos da América

Fev-26: EDP exerce opção de venda sobre participação de 40% da Edinfor

Mar-31: EDP transmite direito a receber défice tarifário português relativo a 2006 e 2007

Abr-01: Construção e exploração da central hidroeléctrica de Foz Tua adjudicada à EDP

Abr-08: EDP adquire os activos eólicos da EOLE 76 em França

Abr-09: Comunicação de participação qualificada IPIC

Abr-29: EDP contrai empréstimo de €925M

Mai-06: EDP aliena as suas participações Turbogás e na Portugen

Mai-14: EDP contrata com Acciona compra de até 782MW de turbinas eólicas com entrega para 2009-2011

Jun-02: EDP Renováveis fixa preço de subscrição do IPO em 8 euros por acção

Jun-18: Energias do Brasil e Grupo Rede acordam permuta de activos destinada a reforçar a posição do grupo EDP na produção de energia eléctrica no Brasil

Jul-03: Standard & Poor revê outlook da EDP de negativo para estável

Jul-17: EDP vence concurso para construção de centrais hidroeléctricas de Fridão e Alvito

EDP em Bolsa

YTD | 52W | 2007

(29-07-2008)

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

	YTD	52W	2007
Fecho	3.41	3.41	4.47
Max	4.76	5.00	5.00
Min	3.17	3.17	3.79
Média	3.96	4.16	4.18

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

	YTD	52W	2007
Volume de Negócios (€ M)	6,926.6	15,452.3	21,457.3
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	45.6	59.0	82.2
Volume Transaccionado (Milhões de Acções)	1,748.3	3,715.4	5,129.1
Volume Médio Diário (Milhões de Acções)	11.5	14.2	19.7

Valor de Mercado da EDP

	YTD	52W	2007
Capitalização Bolsista (€ M)	12,468.8	-	16,344.7
"Enterprise Value" (€ M)	26,651.9	-	30,527.8

Demonstrações Financeiras Consolidadas



As demonstrações financeiras apresentadas neste documento não são auditadas.

Demonstração de Resultados Consolidada (€ M)	1S08	1S07	Δ 08/07
Vendas de electricidade	6,041.4	4,831.2	25.1%
Vendas de gás	590.3	680.3	-13.2%
Outras vendas	27.3	41.4	-34.1%
Prestação de serviços	61.3	74.6	-17.9%
Proveitos Operacionais	6,720.2	5,627.5	19.4%
Electricidade	3,257.3	2,341.4	39.1%
Gás	385.7	517.8	-25.5%
Combustíveis	606.7	467.8	29.7%
Materiais diversos e mercadorias	25.5	37.8	-32.7%
Custos Directos da Actividade	4,275.2	3,364.8	27.1%
Margem Bruta	2,445.0	2,262.6	8.1%
Margem Bruta/Proveitos	36.4%	40.2%	-3.8 pp
Fornecimentos e serviços externos	355.2	324.2	9.6%
Custos com pessoal	301.5	298.4	1.0%
Custos com benefícios sociais	57.9	53.7	7.7%
Rendas de concessão	117.6	109.3	7.5%
Outros custos/(proveitos) operacionais	28.3	124.3	-77.2%
Custos Operacionais	860.5	910.1	-5.4%
EBITDA	1,584.5	1,352.6	17.2%
EBITDA/Proveitos	23.6%	24.0%	-0.5 pp
Provisões para riscos e encargos	17.5	42.3	-58.7%
Amortizações	648.1	534.9	21.2%
Compensação amort. activo subsidiado	(54.4)	(52.2)	-4.2%
EBIT	973.4	827.5	17.6%
EBIT/Proveitos	14.5%	14.7%	-0.2 pp
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financ.	481.5	5.6	8535.8%
Resultados financeiros	(511.4)	(176.0)	-190.6%
Ganhos/(Perdas) em associadas	19.0	11.1	70.7%
Resultados Antes de Impostos	962.4	668.2	44.0%
IRC e Impostos diferidos	184.1	176.7	4.2%
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	(8.5)	-	-
Resultado Líquido do Exercício	769.9	491.5	56.6%
Accionistas da EDP	703.0	422.1	66.6%
Interesses Minoritários	66.9	69.5	-3.7%

Activo (€ M)	1S08	2007
Activos fixos tangíveis	19,487	18,669
Activos intangíveis	5,472	5,222
Investimentos financeiros	657	957
Impostos diferidos activos	682	687
Inventários	315	283
Clientes (líquido)	1,715	1,759
Outros Devedores (líquido)	3,489	2,993
Activos financeiros detidos para negociação	42	49
Caixa e equivalentes de caixa	1,325	865
Total do Activo	33,184	31,484

Capital Próprio (€ M)	1S08	2007
Capital	3,657	3,657
Acções próprias e prémios de emissão de acções	398	436
Resultados e outras reservas	1,580	1,264
Resultado líquido atribuível aos accionistas da EDP	703	907
Interesses Minoritários	2,155	987
Total do Capital Próprio	8,493	7,251

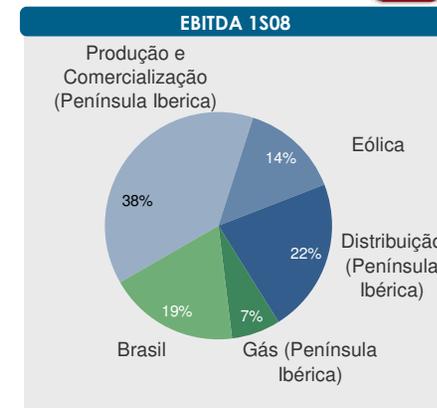
Passivo (€M)	1S08	2007
Empréstimos (médio e longo -prazo)	11,217	10,064
Empréstimos (curto-prazo)	2,178	2,542
Provisões para riscos e encargos	391	376
Conta de hidráulidade	233	228
Impostos diferidos passivos	650	618
Credores e outros passivos (líquido)	10,023	10,406
Total do Passivo	24,692	24,233
Total Capital Próprio e Passivo	33,184	31,484

NOTA: No âmbito do acordo de permuta de acções que estabelece os termos e condições para que se promova uma troca de activos entre a Enersul e as participações detidas pelo Grupo Rede na central hídrica de Lajeado, para efeitos contabilísticos a participação na Enersul foi classificada como operações com descontinuação, pelo que os activos e passivos são apresentados numa linha isolada no balanço e os resultados para o período de seis meses findo em 30 de Junho de 2008 numa coluna isolada na demonstração dos resultados, na publicação oficial do Relatório e Contas Semestral. No entanto, para efeitos deste documento as demonstrações financeiras apresentadas não têm em atenção este requisito.

EBITDA Overview: EBITDA consolidado aumenta 17%



EBITDA (€ M)	1S08	1S07	Δ %	Δ Abs.	1T07	2T07	3T07	4T07	1T08	2T08	3T08	4T08
MERCADO IBÉRICO *	1,204.7	1,029.5	17.0%	175.2	545.1	482.3	559.8	422.0	608.5	596.3	-	-
Prod. e Comercial.	615.7	585.8	5.1%	29.9	302.5	283.3	311.0	329.0	311.8	303.9	-	-
Eólica	226.7	92.6	144.9%	134.2	55.1	37.5	54.4	66.9	125.5	101.2	-	-
Distribuição	354.1	310.0	14.2%	44.1	173.8	136.2	164.4	(18.9)	182.0	172.1	-	-
Gás	112.3	99.4	13.0%	12.9	52.5	46.9	44.4	44.7	59.2	53.1	-	-
Brasil	297.7	323.0	-7.9%	(25.4)	159.2	163.9	124.1	139.4	160.7	137.0	-	-
Outros e Ajustamentos	(21.9)	(58.2)	62.3%	36.3	(38.2)	(20.0)	(1.7)	18.1	(30.6)	8.6	-	-
Consolidado	1,584.5	1,352.6	17.2%	232.0	704.8	647.7	696.5	579.2	808.7	775.9	-	-



EBITDA CONSOLIDADO – O EBITDA consolidado da EDP cresceu 17,2% vs 1H07, no 1S08. Excluindo o impacto da aquisição da Horizon em Jul-07, o EBITDA pro-forma aumentou 10.2%.

PRODUÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO NA PEN. IBÉRICA - O EBITDA subiu 5,1% vs 1S07, para €616M. O EBITDA da geração contratada subiu 13% (€52m) vs 1S07, suportado pelo proveito adicional recorrente (€9,5m) referente à remuneração dos investimento de dessulfuração em Sines, com início neste semestre, e por ganhos provenientes de um custo de carvão consumido inferior aos índices internacionais (€24M). Por sua vez, o EBITDA da produção liberalizada caiu 4% vs 1S07, arrastado por uma quebra da margem bruta, em 10%. Em Espanha, a margem bruta na produção caiu 30% vs 1S07, penalizada pela paragem da central a carvão Soto 3 no 1T08, para grande reparações, e pelo aumento do custo marginal de produção a carvão, a par da queda de preços verificada no pool, no 2T08. Em Portugal, a margem bruta de produção cresceu 62%, para €76m, beneficiando de elevados factores de utilização da CCGT do Ribatejo (74% vs 50% no 1S07) e do preço médio de venda superior (€5,6 acima do preço em Espanha). No negócio de comercialização, a performance foi mista: em Espanha, os volumes cresceram 15% com o preço médio de venda a clientes em linha com o preço médio da pool; em Portugal, o baixo preço de produção assumido pelo regulador nas tarifas de 2008 (€51/MWh) origina baixas tarifas finais reguladas, limitando o volume comercializado a apenas alguns segmentos de consumidores residenciais onde as tarifas de mercado ainda são competitivas com a tarifa.

EÓLICO – O EBITDA deste negócio cresceu 145% vs 1S07, para €226M no 1S08. O EBITDA da EDP Renováveis (EDPR) na Europa subiu 63% vs 1S07, para €151m, fruto de: (1) acréscimo de nova capacidade (+558MW, +41% vs 1S07 com base no valor final de período), (2) aumento de tarifas médias (+15% vs 1S07) resultantes de mais elevados preços no mercado à vista espanhol e (3) continuação de elevados factores médios de utilização. Os factores médios de utilização no 1S08 mostram a qualidade superior dos activos da EDPR's: 27.6% em Espanha, 28.8% em Portugal e 25.9% em França. Ainda assim, note-se que os factores de utilização no 2T08, que foram penalizados pelo reduzido vento, designadamente em Maio/Junho e em Espanha/França. A subsidiária do grupo nos EUA, Horizon, cujo início de consolidação aconteceu em Julho de 2007, registou um EBITDA de €76m (\$116m) no 1S08. A margem bruta ajustada de receitas de PTCs ("Production Tax Credits") e outras receitas relacionadas "institutional partnerships" ascenderam a €98m, influenciadas por um factor médio de utilização de 37.8%. Os custos operacionais da Horizon, ajustados destas receitas relacionadas com "institutional partnerships", ascenderam a €22m, ou €10.9/MWh (\$16.8/MWh). No 1S08, a EDPR expandiu o seu portfólio em 206MW (140MW na Europa, 66MW no EUA), tendo ainda em curso a construção de 1,677MW (com investimento acumulado de €990m), o que lhe permitirá atingir o objectivo de instalação de 1.4GW em 2008 e garantir o cumprimento de 35% do objectivo para 2009.

DISTRIBUIÇÃO REGULADA NA PEN. IBÉRICA – O EBITDA em Portugal subiu 15,7% vs 1S07, para €354m no 1S08, suportado por um aumento de 8,4% na margem bruta e uma subida de 3,3% dos custos operacionais controláveis. Os desvios tarifários no 1S08 subiram para €479m devido a desvios face aos pressupostos da ERSE no cálculo das tarifas de 2008 no: (i) crescimento da electricidade entrada na rede de distribuição (+1.2% vs 1S07), (ii) aumento do volume de electricidade fornecida pelo comercializador de último recurso (+10.4% vs 1S07) e (iii) custos de abastecimento (€74/MWh versus €51/MWh assumido pela ERSE). Por sua vez, os custos controláveis subiram 3,3% devido a maiores custos comerciais e novos custos de gestão de aquisição de energia decorrente das novas regras de MIBEL. Em Espanha, o EBITDA cresceu 4.9% vs 1S07, para €46m no 1S08, reflectindo a subida em 3.9% dos proveitos regulados reconhecidos nas tarifas de 2008.

GÁS NA PEN. IBÉRICA – As actividades reguladas de gás registaram uma subida de 11% (vs 1S07) no EBITDA, para €84m no 1S08, reflectindo um acréscimo de 3.7% no número de clientes e uma expansão da rede em 4.6% vs 1S07. O EBITDA na actividade liberalizada cresceu 20% vs 1S07, suportada pelo aumento de volumes (+49% vs 1S07) e clientes (+54% vs 1S07). Por sua vez, a margem bruta media por MWh vendido caiu 6.3% vs 1S07, devido ao aumento do custo médio de aquisição, em linha com o movimento de gás CMP.

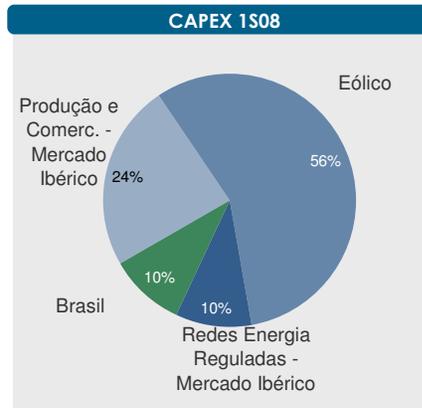
BRASIL – O EBITDA caiu 8% (11.4% em moeda local) vs 1S07, para €298m (R\$ 777.9m) no 1S08, penalizado pela redução do montante de activos regulatórios recuperados no 1S08 e pelas revisões tarifárias adversas para o próximo período regulatório. Em moeda local, o EBITDA da geração cresceu 50% vs 1S07, impulsionado pelo (1) aumento não recorrente das vendas da Enerpixe no 1T08 e (2) pelo aumento do preço médio de venda resultante do reajustamento de alguns contratos e início de contratos com preços mais elevados. Na distribuição, o EBITDA caiu 30.5% (em moeda local), penalizado pela supra-referida redução do montante de activos regulatórios recuperados, as revisões tarifárias, pelos mais elevados custos de aquisição de energia (vs o assumido no cálculo de tarifas), e pelo crescimento da procura.

* Inclui "Outros & Ajustamentos" no mercado Ibérico - Exclui Horizon (EUA) e actividade da Neo em França

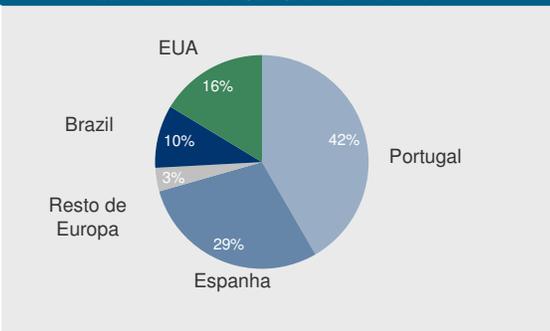
Investimento Operacional



Investimento Operacional (€ M)	1S08	1S07	% Δ	1T07	2T07	3T07	4T07	1T08	2T08	3T08	4T08
Produção e Comerc. - Mercado Ibéri	319.6	151.9	110.4%	29.6	122.2	223.5	369.7	116.8	202.8		
Eólico	759.8	192.2	295.3%	91.7	100.5	402.8	793.6	369.6	390.2		
Redes Energia Reg. - Mercado Ibéric	132.8	125.7	5.6%	56.2	69.5	78.1	131.2	58.9	73.9		
Brasil	129.6	79.7	62.6%	31.6	48.2	69.7	59.9	57.0	72.6		
Outros	3.0	4.2	-27.8%	1.0	3.2	13.3	4.6	4.3	(1.2)		
Grupo EDP	1,344.8	553.7	142.9%	210.1	343.6	787.5	1359.0	606.6	738.2		
Expansão	1,021.3	270.5	277.6%	106.1	164.4	548.1	1,117.2	465.6	555.7		
Manutenção	323.5	283.2	14.2%	104.0	179.3	239.4	241.8	141.0	141.0		



MW em construção por mercado 1S08

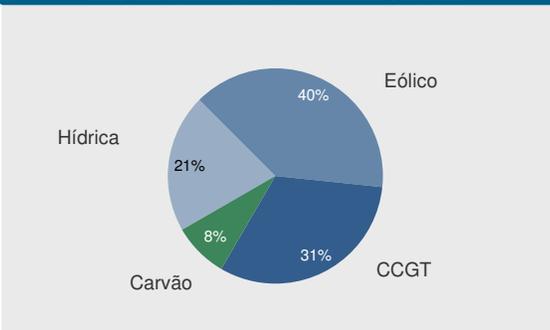


O investimento operacional consolidado aumentou 143% (€791M) vs 1S07, para €1.345m, reflectindo: i) o início da consolidação da Horizon a partir de Jul-07 (+€417M); ii) aumento em 110% (€168m) vs 1S07 do valor investido na produção liberalizada da Península Ibérica; iii) a subida em 79% (€151m) vs 1S07 do investimento no negócio europeu eólico; e (iv) o aumento de 63% do investimento na nossa subsidiária brasileira, suportado por investimentos em nova capacidade de produção (€35m). No 1S08, 76% do investimento da EDP foi canalizado para projectos de expansão, nomeadamente em novos parques eólicos (56%) e em nova capacidade de produção na Península Ibérica (24%), nomeadamente em CCGTs e Hídricas. No mesmo período, 80% do investimento da EDP centrou-se no mercado regulado e na produção contratada de longo prazo, que apresenta um baixo risco de remuneração dos activos.

A EDP está a criar bases para maior crescimento no médio prazo. Com os principais projectos de expansão de capacidade concentrados em tecnologias de produção mais limpas (eólicas, hídricas, CCGTs), a EDP tem actualmente 4,3GW em construção e outros projectos já completamente garantidos, alguns deles já com valores despendidos. É o caso de:

- (1) **Energia eólica** (1,7GW em construção), responsável por um investimento de €760m no 1S08. Com um total de €1,0mm de investimento acumulado nos MW em construção e em depósitos de turbinas, este negócio deverá cumprir o seu objectivo de aumento de capacidade em 1,4GW em 2008. O investimento em nova capacidade eólica concentra-se tipicamente no 3T de cada ano, dadas as restrições climáticas existentes nos mercados em que a EDP Renováveis está presente. Desta forma, espera-se que a entrada em operação dos MW actualmente em construção esteja predominantemente concentrada no 4Q08.
- (2) **CCGTs na Pen. Ibérica** (1.3GW em construção), responsável por um investimento de €144M no 1S08. Até ao final de Jun-08, o investimento acumulado nos projectos actualmente em curso representava 70% do total previsto, mas apenas Castejon III (418MW) tinha iniciado operação, em Jan-08. De resto, Soto 4 (418MW em Espanha) deverá arrancar em Agosto próximo e Lares 1 e 2 (862MW em Portugal) deverão iniciar operações no 3T08.
- (3) **Hídricas na Pen. Ibérica** (0,8GW em construção), responsável por €78m de investimento no 1S08. Este valor inclui €53m pago pelo direito de concessão da nova barragem de Foz Tua (312MW) e investimentos iniciais nos projectos Picote II, Bemposta II, Alqueva II e Baixo Sabor. Até Jun-08, o montante investido nestes projectos representa 10% do investimento previsto, devendo estes projectos entrar em funcionamento apenas a partir de 2011.
- (4) **Brasil** (0,4GW em construção), responsável por um investimento de expansão de €35m (R\$94m), especialmente concentrado na nova mini-hídrica Santa Fé (29MW), com início de operações previsto para Jul-09. Adicionalmente, arrancaram os trabalhos de construção na central a carvão de Pecém (615MW, detida a 50% pela Energias do Brasil e 50% pela MPX), com um investimento total previsto de 1,2 mil milhões de euro e data prevista de arranque em 2012.

MW em construção por tecnologia 1S08



Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M)	1S08	1S07
Resultado líquido antes de interesses minoritários	769.9	491.5
Amortizações Líquidas	593.7	483.0
Provisões Líquidas	29.7	138.3
Outras variações não financeiras	(153.8)	(13.5)
Impostos diferidos	90.8	119.1
Outros ajustamentos	(315.3)	(81.6)
FFO	1,015.0	1,136.8
Juros financeiros líquidos	302.3	232.6
Resultados de Associadas e outros investimentos	(19.0)	(11.1)
Investimento em fundo de maneo	(335.1)	(373.7)
Correcção de hidráulidade	0.0	21.6
Défice Tarifário em Portugal e Espanha e desvios	(586.6)	(58.2)
Cash Flow Operacional	963.2	984.5
Investimento operacional de expansão	(1,021.3)	(270.5)
Investimento operacional de manutenção	(323.5)	(283.2)
Variacão de fundo maneo de fornecedores de imobilizado	(861.8)	-
Pagamento da extensão do domínio hídrico	(759.0)	-
Cash Flow Operacional Líquido	(1,243.4)	430.8
Investimentos financeiros líquidos (Desinvestimentos)	1,609.5	27.4
Juros financeiros líquidos pagos	(236.7)	(203.8)
Dividendos recebidos de Associadas e outros investimentos	4.1	35.3
Dividendos pagos	(454.9)	(401.4)
Recebimentos antecipados de parceiros institucionais na actividade eólica	168.1	-
Outras variações não operacionais	(182.8)	(53.7)
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(336.2)	(165.3)

O cash flow operacional da EDP caiu 2,2% no 1S08 para €921m, penalizado pelo aumento dos desvios tarifários em Portugal e do défice tarifário em Espanha €587m no 1S08, contra €58m registados no 1S07. Este acréscimo resultou de custos de aquisição de electricidade mais elevados. Adicionalmente, o nível de cash flow gerado foi também penalizado pela redução no Brasil dos valores recebidos via tarifas, em sede de activos regulatórios acumulados em anos anteriores: €27m no 1S08 vs €97m no 1S07.

O investimento operacional de expansão aumentou para €1.021m no 1S08, de €270m no 1S07. Adicionalmente em Abr-08, a EDP pagou €759m pelo direito de explorar as centrais hidroeléctricas actualmente sob PPA/CMECs, após o termo destes contratos. Os desinvestimentos financeiros incluem essencialmente o encaixe do IPO da EDP Renováveis em Jun-08 (€1.567m) e a venda da Turbogás/Portugén em Mai-08 (€140m). Os investimentos financeiros do 1S08 concentraram-se na expansão da actividade da EDPR nomeadamente através da aquisição da francesa EOLE 76, em Mai-08.

O aumento dos juros financeiros líquidos pagos reflecte o aumento da dívida líquida média e o aumento do custo médio de dívida. Também o pagamento do dividendo anual em Abr-07 e Mai-08 penalizaram os níveis de cash flow no 1S07 e 1S08. No 1S08, a Horizon, consolidada integralmente a partir de Jul-07, recebeu €168m de "Institutional partners".

Em termos gerais, a dívida líquida aumentou €336m no 1S08, influenciada pelo pagamento de domínio hídrico em Portugal, pelo mais elevado nível de investimento, pelo impacto negativo de activos regulatórios, mais elevados encargos com dívida financeira e pelo pagamento de dividendos. A compensar estes efeitos esteve o encaixe do IPO da EDP Renováveis.

Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	1S08	1S07
PRINCIPAIS INVESTIMENTOS FINANCEIROS	185.7	207.6
Renováveis	69.9	-
BCP	42.0	85.6
Naturgas (9.39%)	-	122.0
Biomassa	21.7	-
Outros	52.1	-
PRINCIPAIS DESINVESTIMENTOS FINANCEIROS	1,795.2	235.0
IPO EDP Renováveis	1,566.7	-
Turbogás/Portugén (40%/27%)	140.1	-
ONI (100%)	-	80.3
REN	28.0	53.4
Desa (20%)	-	97.1
Renováveis	7.7	-
Edinfor (40%)	46.4	-
Outros	6.2	4.2
Principais Investimentos Financeiros Líquidos	(1,609.5)	(27.4)

Dívida Financeira e Provisões para Benefícios Sociais



Dívida Financeira (€ M)	1S08	2007	EDP %
EDP S.A. and EDP Finance BV	11,045.9	10,393.3	100%
EDP Produção	44.0	19.1	100%
HC Energia	436.7	433.1	97%
EDP Renováveis	606.0	560.1	99%
Portgás	103.6	106.3	72%
Energias do Brasil	1,163.5	1,058.7	62%
Outros	0.0	0.0	-

Dívida Financeira Nominal	13,399.7	12,570.6
---------------------------	----------	----------

Juros da dívida a liquidar	114.0	100.6
----------------------------	-------	-------

Dívida Financeira Nominal+Juros a Liquidar	13,513.6	12,671.1
--	----------	----------

"Fair Value"(dívida coberta)	(118.2)	(65.1)
------------------------------	---------	--------

Dívida Financeira	13,395.4	12,606.0
-------------------	----------	----------

Caixa e Equivalentes	1,367.0	913.7
EDP S.A., EDP Finance BV e Outros	800.6	179.1
HC Energia e Subsidiárias	20.1	25.2
EDP Renováveis	246.3	433.3
Portgás	0.1	0.0
Energias do Brasil	299.9	276.1

Dívida Líquida do Grupo EDP ⁽⁴⁾	12,028.4	11,692.2
--	----------	----------

Recebimentos futuros da act. regulada (€ M)	1S08	2007	Δ 07/06
---	------	------	---------

Portugal ⁽¹⁾	607.2	217.6	179.1%
Espanha	314.7	169.0	86.2%
Brasil ⁽¹⁾	43.8	157.0	-72.1%
Revisibilidade dos CMEC's	187.4	-	-

TOTAL	1,153.2	543.6	112.1%
-------	---------	-------	--------

Prov. para benef. sociais e I. Partnership (€ M)	1S08	2007	Δ 07/06
--	------	------	---------

Pensões ⁽²⁾	997.3	934.1	6.8%
Actos Médicos	785.2	781.2	0.5%
"Institutional Partnership" - Passivo ajustado	738.9	704.7	4.9%

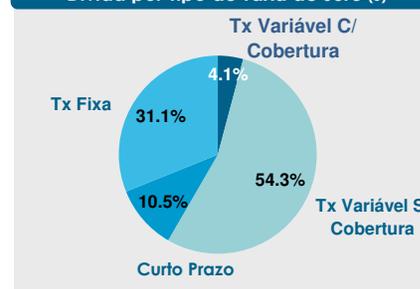
Total	2,521.3	2,420.1	4.2%
-------	---------	---------	------

	Ratina da Dívida		
	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	A-/Stab/A2	A2/Neg/P1	A-/Stab/F2
Último Relatório de Rating	03/07/2008	19/10/2007	03/07/2007

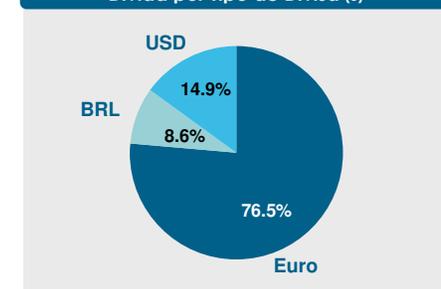
Rácios de Dívida	1S08	2007
------------------	------	------

Dívida Líquida / EBITDA	3.8x	4.4x
-------------------------	------	------

Dívida por Tipo de Taxa de Juro ⁽³⁾



Dívida por Tipo de Divisa ⁽³⁾



Maturidade da Dívida (€ M) ⁽³⁾



Em Jul-08, como corolário do IPO da EDP Renováveis, a S&P reviu em alta a sua perspectiva da EDP, de 'Negativo', para 'Estável', reafirmando a notação de crédito de curto e longo prazo, em 'A-/A-2'.

Em Abr-08 a EDP contraiu um empréstimo renovável, com o prazo de 5 anos, num total de €925M e com uma margem inicial de +45 pontos base sobre Euribor, à qual acresce 10 pontos base caso a utilização exceda 50% do montante, e comissões à cabeça entre 25 e 35 pontos base conforme o nível de participação. O financiamento contratado destina-se a refinar a dívida de curto prazo do Grupo dando continuidade à sua política de aumentar a vida média da sua carteira de dívida e reforçar a sua flexibilidade financeira.

No final de Jun-08, 31% da nossa dívida estava financiada a taxa fixa e as nossas linhas de crédito contratadas totalizavam €3.089m dos quais €2.217M estavam disponíveis.

Em Mar-08, a EDP transmitiu a alguns bancos, de forma plena e não condicionada, o montante do défice tarifário relativo a 2006 e 2007. O encaixe desta operação, no montante de €177m, foi utilizado na redução da dívida.

A dívida líquida/EBITDA e dívida líquida/EBITDA ajustada dos activos regulatórios foi 3,8x e 3,4x no 1S08.

⁽¹⁾ Défices tarifários e desvios tarifários a serem recuperados em anos subsequentes através das tarifas.

⁽²⁾ Pensões incluem o valor da provisão relacionada com os custos do Programa de Apoio à Reestruturação da EDPD, que estão a ser recuperados na tarifa

⁽³⁾ Valor Nominal

⁽⁴⁾ Ver nota do Balanço. Impacto Enersul na dívida líquida (€ 187,7M)

Resultados Financeiros, Ganhos na alienação de activos e Interesses Minoritários

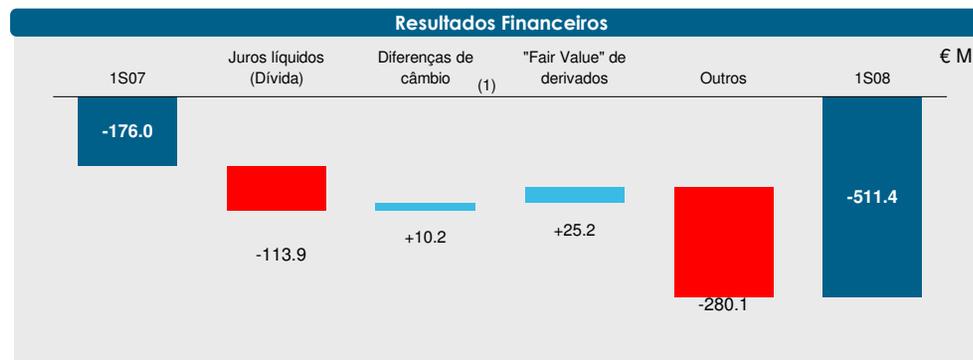


Resultados Financeiros (€ M)	1S08	1S07	Δ 08/07
Rendimentos de particip. de capital	4.1	6.2	-
Ganhos/(Perdas) Invest. Financeiros	4.1	6.2	-
Juros financeiros líquidos	(341.2)	(227.3)	-50.1%
Diferenças de câmbio	5.4	13.5	-
Outros ganhos e perdas financeiros	(179.7)	31.6	-
Ganhos/(Perdas) Financiamento	(515.6)	(182.2)	-183.0%
Resultados Financeiros	(511.4)	(176.0)	-190.6%

Ganhos Empresas do Grupo e Associadas (€ M)	1S08	1S07	Δ 08/07
Edinfor (40%)	-	(3.4)	-
Setgás (19.8%)	1.0	1.2	-19.9%
CEM (21%)	4.7	4.1	15.1%
Turbogás (40%)	4.3	6.9	-38.3%
DECA II (EEGSA (21%))	6.5	0.3	1920.1%
Subsidiárias da NEO	2.2	1.2	82.1%
Outros	0.3	0.8	-
Total	19.0	11.1	70.7%

Ganhos/(Perdas) na alienação de act. financeiros (€ m)	1S08	1S07	Δ 08/07
IPO da EDP Renováveis	405.0	-	-
Turbogás e Portugén	49.4	-	-
REN	17.0	-	-
Edinfor	4.8	-	-
Outros	5.3	5.6	-4.6%
Grupo EDP	481.5	5.6	8535.8%

Interesses Minoritários (€ M)	1S08	1S07	Δ 08/07
EDP Renováveis	5.0	2.2	127.3%
HC Energia+Naturgas	2.8	6.4	-56.3%
Portgás	1.9	2.8	-32.1%
Energias do Brasil	57.1	56.3	1.4%
Outros	0.1	1.8	-94.4%
Grupo EDP	66.9	69.5	-3.7%



Os resultados financeiros do grupo EDP reflectem:

- um aumento dos **juros financeiros líquidos suportados** (+50% vs 1S07), devido ao aumento da dívida bruta média no período (+32%) e ao aumento em 20 p.p. no custo médio da dívida do grupo EDP, resultante das actuais condições de crédito (5,6% no 1S08 vs. 5,4% no 1S07). De facto, a redução do custo médio da dívida em reais, em 200bp, compensou parcialmente o aumento em 50bp verificado no custo médio da restante dívida.
- uma redução nos **outros ganhos e perdas financeiros**, devido a: i) imparidade de €34m no 1T08 reflectindo a redução do valor de mercado da participação accionista de 8% na Sonaecom; 2) imparidade de €114m no 2T08 que reflecte a redução do valor de mercado da participação accionista de 3,2% no BCP e 3) inclusão de resultados de hedging financeiro de combustíveis da actividade de produção de electricidade que apresentaram um ganho de €7,2m no 1S07 comparado com uma perda de €53,7m no 1S08.

Os **ganhos em empresas do grupo e associadas** totalizaram €19,0m no 1S08, contra 11,1m no 1S07, sendo de referir que: i) o 1S08 inclui €4,7m da participação na CEM, vs. €4,1m no 1H07; ii) o 1S07 inclui uma perda de €3,4m da participação na Edinfor vs. nenhuma contribuição no 1S08, uma vez que a EDP exerceu a opção de venda de 40% detidos na empresa no 1T08 e iii) o 1S08 inclui €4,3m da participação na Turbogás, vendida em Maio de 2008, vs. €6,9m no 1S07.

Os **ganhos/ (perdas) de Capital** totalizaram os €481,5m no 1S08, contra €5,6m no 1S07 com o contributo de: i) Ganhos de €405M na diluição da participação financeira que a EDP tem na EDP Renováveis, devido ao IPO; ii) ganho de €49M registado na venda de 40% da participação na Turbogás e 27% da participação na Portugén, por um preço de €140m, em Maio e iii) ganho de €17M obtido na venda de 1,5% do capital da REN, no 1T08, (iv) ganho de €4,8M, resultante do exercício da opção de venda de 40% que a EDP detinha na Edinfor por um preço mínimo acordado de €55m.

Os **interesses minoritários** caíram 3,7% em termos homólogos reflectindo o reforço da posição na Naturgas decorrente da aquisição de 9,4% do capital à Gas Natural, em Mai-07.

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



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico no Mercado Ibérico



Balanzo Energético (GWh)	Portugal			Espanha		
	1S08	1S07	Δ 08/07	1S08	1S07	Δ 08/07
Hidroeléctrica	3,699	6,294	-41.2%	11,682	16,093	-27.4%
Nuclear	-	-	-	30,389	27,214	11.7%
Carvão	4,237	5,402	-21.6%	21,931	35,498	-38.2%
CCGT	6,612	4,762	38.8%	45,504	28,879	57.6%
Fuel/Gas/Diesel	181	617	-70.7%	999	1,021	-2.2%
Auto-Consumo	-	-	-	(4,031)	(4,121)	2.2%
(-) Bombagem	(377)	(249)	-51.4%	(1,914)	(2,167)	11.7%
Regime Convencional	14,352	16,826	-14.7%	104,560	102,417	2.1%
Eólica	2,739	1,921	42.6%	15,902	13,793	15.3%
Outras	3,140	3,339	-6.0%	17,692	14,667	20.6%
Regime Especial	5,879	5,260	11.8%	33,594	28,460	18.0%
Importação / (Exportação)	4,987	2,904	71.7%	(5,417)	(1,364)	-297.3%
Consumo Referido à Emissão	25,218	24,990	0.9%	132,736	129,514	2.5%
Evolução corrigida de temperatura e dias úteis	-	-	1.8%	-	-	3.0%
Mercado Regulado	24,385	21,940	11.1%	90,299	96,077	-6.0%
Mercado Liberalizado	833	3,050	-72.7%	42,588	32,935	29.3%

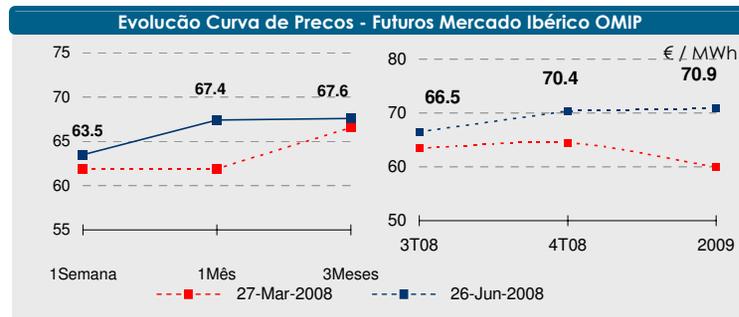
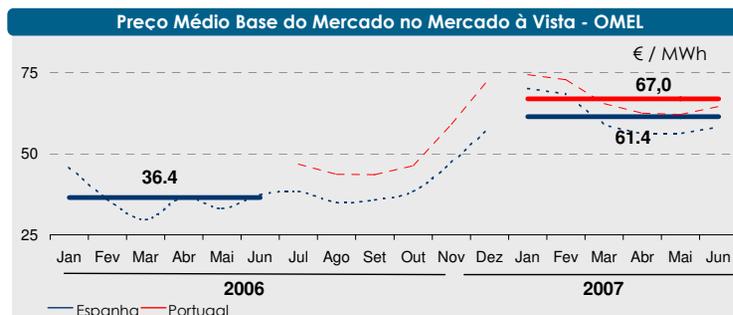
No 1S08 a procura de electricidade na P.Ibérica aumentou 2,2% em relação vs o 1S07, com uma diminuição de 0,9%, em Portugal e um aumento de 2,5%, em Espanha, penalizados pelo efeito temperatura e dias úteis. Ajustado por estes factores, a procura subiu 1,8% em Portugal e 3,0% em Espanha.

A produção hídrica no Mercado da P. Ibérica caiu 31% em relação ao mesmo período do ano anterior para 65% da média histórica mas com uma performance mista entre o 1T08 e o 2T08: No 1T08, a produção hídrica foi 30% da média anual hídrica, mostrando um decréscimo de 63%, m termos homólogos, enquanto que no 2T08, a produção hídrica foi um pouco acima da média registando um crescimento de 9%. A produção eólica teve um crescimento homólogo de 19%, ligeiramente abaixo dos 28% de aumento da capacidade eólica instalada a Jun-08 (vs 1S07). A produção das CCGT's também apresentou uma performance mista com um decréscimo moderado de 12,4%, no 1T08, seguido de um decréscimo significativo de 58% no 2T08. Este declínio deveu-se à não utilização de parte da capacidade instalada das centrais a carvão devido aos investimentos de dessulfuração e ao forte aumento dos preços do carvão, especialmente no 2T08 (atingindo USD211/ton em 30-Jun-08, +170% vs 1S07). No gás, o preço de referência CMP, para contratos de gás de LP na P. Ibérica, aumentou 14% vs 1S07, reflectindo o menor crescimento dos preços médios históricos do Brent (a que o CMP está indexado) e a estabilidade das tarifas de utilização das infra-estruturas de gás. O preço das emissões de CO2 mostrou, igualmente, um aumento no 1S08, atingindo €28,8/ton em 30-Jun-08 e suportando a inversão do mérito da ordem carvão/gás observado no mercado Ibérico no 1S08. Como resultado, a produção das CCGT's na P. Ibérica cresceu 55%, face a período homólogo, representando um aumento médio do load factor (apesar do aumento de 30% na capacidade instalada em CCGT's).

A maior produção hídrica e o declínio sazonal na procura no 2T08 justificaram a queda da média do preço spot da electricidade em Espanha, de €65,9/MWh, no 1T08, para €56,9/MWh, no 2T08. Em Portugal, dadas as restrições de interligação das redes entre 63% das horas do 1S08, os preços médios da pool foram €5,6/MWh mais elevados do que em Espanha.

Os volumes de electricidade vendida ao mercado a retalho caíram 73% em relação a período homólogo em Portugal depois de uma actualização das tarifas na ordem dos 2,9%, em Jan-08 (pressupondo um preço de pool de €50MWh para 2008, incluindo serviços de sistema). Em Espanha, os volumes vendidos a retalho registaram um aumento homólogo de 124% na sequência da antecipação dos clientes e fornecedores ao fim da opção da tarifa de consumidores de média e alta voltagem em Espanha, a partir de Jul-08 (70.000 GWh consumo anual).

Capacidade Instalada (MW)	Península Ibérica		
	1S08	1S07	Δ 08/07
Hídrica	21,235	21,235	-
Nuclear	7,439	7,439	-
Carvão	12,422	12,643	-1.7%
CCGT	22,330	17,132	30.3%
Fuel/Gas/Diesel	6,320	6,527	-3.2%
Eólica	18,220	14,244	27.9%
PRE's (Outras)	12,351	11,874	4.0%
Total	100,317	91,094	10.1%



Factores Chave dos Custo de Produção	1S08	1S07	Δ 07/06
Coefficiente de Hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	0.61	0.88	-30.7%
Espanha	0.67	0.75	-10.7%
Direitos de emissão de CO2 (€/ton) ¹	28.8	0.1	23900.0%
Carvão (API2 CIF ARA) USD/t ¹	211.0	78.0	170.5%
Gás (CMP) €/MWh ¹	22.8	20.0	14.3%
Brent (USD/Barril) ¹	140.9	70.8	99.1%
Eur/USD ¹	1.57	1.35	16.2%

¹ Final do período

Produção Contratada no Mercado Ibérico: CAEs/CMECs e Regime Especial



Resultados (€ M)	1S08	1S07	Δ 08/07
Receitas CAE (1S07)	3.8	580.0	-
CAE Parcela Fixa	0.6	467.0	-
CAE Parcela Variável	3.2	113.0	-
Receitas CAE/CMEC (1S08)	778.7	-	-
Receitas no mercado	621.8	-	-
Revisibilidade dos CMEC's	85.9	-	-
CMECs	32.0	-	-
Anuidade CMEC	39.0	-	-
Custos Directos: CAEs/ CMECs	278.5	124.7	123.4%
Carvão	83.9	79.9	5.0%
Fuel	19.6	38.4	-48.9%
CO2 e Outros Custos (líquidos)	174.9	6.3	2660.3%
Margem Bruta CAEs/CMECs	504.0	455.3	10.7%
Cogeração, Resíduos Especiais e Biomassa	25.9	24.9	4.1%
Mini-hídricas	9.3	8.1	14.9%
Margem Bruta Regime Especial	35.3	33.1	6.8%
Margem Bruta Outros	-	-	-
Custos Operacionais	96.2	95.3	1.0%
EBITDA	443.0	391.0	13.3%
Amortizações & Provisões	123.3	119.9	2.9%
EBIT	319.7	271.1	17.9%
Factor de Disponibilidade Real/Contratada (Km)	1S08	1S07	Δ 08/07
Hídrica	1.02	1.04	-1.6%
Térmica	1.06	1.07	-0.5%
Produção de Electricidade (GWh)	1S08	1S07	Δ 08/07
Hidroeléctrica	3,394	6,007	-43.5%
Termoeléctrica	3,002	4,298	-30.1%
Sines	2,822	3,681	-23.3%
Setúbal	139	457	-69.6%
Carregado	(5)	99	-
Barreiro	47	61	-22.7%
Tunes	-	-	-
Total CAEs/CMECs	6,396	10,305	-37.9%
Cogeração Portugal	313	356	-12.0%
Cogeração Espanha	365	253	44.3%
Mini-hídricas Portugal	105	106	-0.6%
Biomassa Portugal	33	13	143.8%
Total Regime Especial	816	728	12.1%
Tarifas Reime Especial (€/MWh)	1S08	1S07	Δ 08/07
Cogeração Portugal	91	85	6.0%
Mini-hídricas Portugal	88	84	5.0%
Biomassa Portugal	111	113	-1.7%

Em Julho de 2007 os contratos de longo prazo que a EDP tinha com o sistema regulado de electricidade de Portugal (PPAs – Power Purchase Agreement) foram substituídos pelo sistema financeiro CMECs para conciliar: (1) a preservação do VAL dos PPAs e uma margem bruta contratada estável nos próximos 10 anos com uma remuneração real dos activos antes de impostos de 8,5% e (2) o aumento da liquidez do mercado grossista ibérico de electricidade. Em termos de demonstração de resultados, a margem bruta total resultante do novo sistema financeiro CMECs deverá manter o mesmo perfil nos próximos 10 anos que os antigos PPAs.

Em relação ao detalhe da margem bruta existem agora 4 componentes: **1) Receitas em Mercado**, resultante das vendas de electricidade no mercado grossista da P. Ibérica de electricidade, incluindo serviços de sistema e garantia de potência; **2) Desvio Anual**, equivalente à diferença entre os principais pressupostos dos CMECs (outputs, preços de mercado e custos de combustíveis) e os dados reais do mercados, será pago/recebido através das tarifas um ano após a ocorrência. **3) Acréscimo de proveitos CAEs/CMECs**, reflectindo as diferenças no período, em termos de cash-flow, entre PPAs e CMEC, conforme assumido no início do sistema; **4) Base CMEC Fee**, a renda mensal fixa de €6,5m a ser recebida pela EDP através das tarifas reguladas nos próximos 20,5 anos do sistema CMECs, se não securitizado antes.

No 1S08, o EBITDA dos PPAs/CMECs registou um crescimento homólogo de 13% (+€52M), impulsionado por uma subida de 11% (+€49M) na margem bruta. O principal motor de crescimento da margem bruta foi o acréscimo de margem contratada na central a carvão de Sines (€+9,5M com início neste semestre), na sequência do investimento em dessulfuração efectuado. Este investimento foi de €196M, 50% do qual foi comissionado em Jun-07 e remanescente em Jun-08. O Governo Português já aprovou um investimento de €100M em desnitrificação em Sines, a ser instalado entre 2008 e 2009. Todos estes investimentos serão remunerados a uma taxa de 8,5% ROA antes de inflação e devendo o retorno do mesmo acontecer até ao termo do PPA da central de Sines, em Dez-17.

O EBITDA recorrente cresceu 6% vs 1H07. Os principais ajustamentos não recorrentes foram: (i) €2,0M de impacto líquido negativo no 1S07 resultante de sobre-custo de combustíveis consumidos relativamente aos índices internacionais (€-5,8m no 1S07, dos quais €3,8m recuperados no 1S07) e (ii) €28M de impacto positivo no 1S08 referente à diferença entre o custo de combustíveis consumidos e os índices internacionais. É de notar que a maior parte das compras nas actividades sob PPAs/CMECs são fixados através de derivados financeiros com o objectivo de evitar a exposição aos mercados energéticos. O impacto desta actividade (€23,7M) está reflectido ao nível dos resultados financeiros.

O crescimento homólogo de 7% (€2,2M) na margem bruta do regime especial é explicado pela aquisição da central mini-hídrica do Pedrógão (10MW) e pela aquisição da central de biomassa de VV Ródão. Note-se que a aquisição da hídrica Pebble, com 11 mini-hídricas em Portugal e uma capacidade de 89MW, já foi aprovada pela Autoridade de Concorrência portuguesa e será consolidada integralmente a partir de Jul-08. Na actividade de cogeração, a mais baixa produção em Portugal resultante de obras de manutenção, foi mais do que compensada por elevados factores de utilização em Espanha.

⁽¹⁾ 2006 Proforma incluindo cogeração, biomassa e tratamento de lixo.

Produção e Comercialização Liberalizada no Mercado Ibérico



Resultados (€ M)	1S08	1S07	Δ 08/07
Margem Bruta - Produção e Comerc. Liberalizada	257.9	288.1	-10.5%
Produção	223.9	256.9	-12.8%
Portugal	76.1	46.9	62.0%
Espanha	147.8	209.9	-29.6%
Comercialização	34.0	31.3	8.8%
Portugal ⁽¹⁾	6.7	9.2	-27.5%
Espanha	27.3	22.1	23.9%
Custos Operacionais	85.3	107.7	-20.8%
EBITDA	172.6	180.5	-4.3%
Amortizações & Provisões	70.4	63.1	11.5%
EBIT	102.3	117.3	-12.8%
Ao nível de Resultados Financeiros			
Ganhos (Perdas) c/ Hedging em Mercados Energéticos	9.7	16.5	-

No 1S08, a margem bruta da produção e comercialização liberalizada de electricidade no Mercado da Península Ibérica mostrou uma descida homóloga de 11% fortemente influenciada pela geração em Espanha.

Em Espanha, a margem bruta da geração apresentou um decréscimo de 30% para €148M, face a período homólogo. A nossa actividade de produção liberalizada a carvão foi penalizada por obras de manutenção no Soto 3, no 1T08, e no 2T08 pelo aumento do custo marginal da geração do carvão juntamente com o declínio dos preços da pool espanhola. O aumento do custo marginal do gás e o declínio dos preços da pool justificaram a estabilização do factor de utilização das nossas CCGT's em Espanha a 44%. O decréscimo homólogo da produção nuclear foi justificado pelas obras programadas de manutenção. Tendo os preços da pool sido mais baixos que os custos marginais de geração da EDP em Espanha numa grande parte do 2T08, a compra de electricidade na pool espanhola aumentou significativamente no 1S08, face ao 1S07. Note-se que o baixo custo de produção a carvão no 1S08 resultou: (1) do consumo de carvão comprado em 2007, a preços em torno de USD90/ton, e (2) maior concentração de produção nas nossas centrais mais eficientes (nomeadamente Aboño 2 que beneficiou da queima de gases siderúrgicos) devido ao menor nível de produção, com redução do rácio compra de licenças de CO2/ total de emissões de CO2. Assinala-se ainda que durante o 2T08, dado o decréscimo inesperado do factor de utilização do carvão, devido a condições comerciais, a EDP acumulou grandes quantidades de carvão comprados em 2007 que não foram consumidos no 1S08, mesmo com a venda de 2 barcos de carvão nos mercados internacionais no 2T08, com um ganho de €5M. A margem bruta da geração em Espanha é também penalizada pela redução da remuneração da capacidade de pagamento (-€8M) vs 1S07.

Em Portugal, a margem bruta da produção liberalizada cresceu 62%, para €76M. Esta actividade inclui a nossa CCGT de 1,176MW do Ribatejo, que registou um factor de utilização de 74% no 1S08, muito acima da média ibérica, como resultado das baixas margens de reserva em Portugal, da baixa produção hídrica no 1T08 e do não funcionamento de 50% da central de Sines para obras de manutenção no 2T08. A produção da nossa CCGT do Ribatejo no 1S08 foi vendida na pool portuguesa que, neste período, mostrou uma média de preços de €5,6/Mwh mais elevados do que em Espanha. Este factor, juntamente com as nossas condições competitivas de abastecimento de gás natural, permitiu alcançar realized spark spreads no 1S08 superiores a Espanha.

No negócio de comercialização, o nosso preço médio de venda a clientes em Espanha (€61,2/MWh) foi totalmente em linha com a média do preço da pool espanhola no período (€61,4/MWh), tendo o volume crescido 15% face ao 1S07. Em Portugal, dado o baixo preço de geração assumido em 2007 pelo regulador para as tarifas de retalho para 2008 (€50/MWh incluindo serviços de sistema), o volume da oferta caiu significativamente e está agora concentrado em alguns segmentos residenciais em que os preços de mercado são ainda competitivos face a tarifas.

Para 2008, a EDP tem já contratada 91% da produção esperada das centrais de produção liberalizada da EDP na P. Ibérica a um preço superior a €58/MWh através de contratos de venda com clientes de retalho ou no mercado forward. Para o volume já contratado para 2008 a EDP já fixou um spark spread médio de €11/MWh e um dark spread médio de €27/MWh, já considerando licenças de CO2 adquiridas e o impacto do RD 11/07.

Performance de mercado	1S08	1S07	Δ 08/07	1S08	1S07	Δ 08/07
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh)		
Produção Electricidade	9,905	10,010	-1.1%	38.4	25.4	51.2%
CCGT	5,467	3,390	61.3%	53.8	40.7	32.0%
Carvão	3,168	5,289	-40.1%	26.6	21.6	23.4%
Hídrico	750	778	-3.6%	-	-	-
Nuclear	520	553	-6.0%	3.2	3.4	-4.8%
Compras Electricidade	2,553	704	262.5%	59.9	30.4	96.9%
Total Electricidade	12,458	10,714	16.3%	42.8	26.3	62.5%
	Vendas Electricid. (GWh)			Preço médio (€/MWh)		
Perdas na Rede	350	251	-			
Portugal	572	1,242	-53.9%	65.4	50.2	30.2%
Espanha	5,625	4,905	14.7%	61.2	58.2	5.3%
Clientes finais - Retalho liberaliz.	6,197	6,147	0.8%	61.6	56.9	8.3%
OMEL+OMIP+OTC	5,539	3,377	64.0%	74.1	51.1	44.9%
Outros	371	939	-60.5%	64.8	43.8	47.8%
Volume Total	12,458	10,714	16.3%	67.4	52.6	28.1%

Factor de Utilização	1S08	1S07	Δ 08/07
CCGT	63%	50%	12.7 pp
Carvão	50%	80%	-30.3 pp
Hídrico	19%	27%	-8.0 pp
Nuclear	77%	82%	-5.3 pp

Número de clientes	1S08	1S07	Δ 08/07
Número de clientes (mil)	281.6	163.5	72%
Portugal	170.2	72.8	134%
Espanha	111.3	90.7	23%

⁽¹⁾ Exclui a renda mensal paga pela EDP Produção à EDP Comercial, detentora de da central hídrica de Belver, Portugal, até Dezembro 2007

Produção e Comercialização de Electricidade Ibérica



DR Operacional (€ M)	Produção Electricidade						Comercialização Electricidade						Produção e Comercializ.		
	Portugal			Espanha			Portugal			Espanha			Total (1)		
	1S08	1S07	Δ 08/07	1S08	1S07	Δ 08/07	1S08	1S07	Δ 08/07	1S08	1S07	Δ 08/07	1S08	1S07	Δ 08/07
Margem Bruta	602.1	533.5	12.9%	164.6	222.0	-25.8%	6.7	9.2	-27.5%	27.3	22.1	23.9%	797.1	787.2	1.3%
Fornecimentos e serviços externos	50.8	44.5	14.3%	26.1	25.9	1.0%	7.1	9.3	-23.0%	17.6	14.4	21.8%	96.9	95.1	2.0%
Custos com pessoal	42.6	43.3	-1.5%	17.4	17.0	2.3%	2.4	2.6	-6.7%	3.3	2.6	27.5%	65.8	65.5	0.4%
Custos com benefícios sociais	10.5	11.4	-8.3%	0.8	0.7	21.7%	0.1	0.1	-19.6%	0.1	0.1	18.8%	11.5	12.3	-6.6%
Rendas centros electroprodutores	2.0	1.9	2.6%	-	-	-	-	0.0	-	-	-	-	2.0	2.0	2.0%
Outros custos (proveitos) operac.	(4.3)	(2.1)	-109.6%	20.6	35.5	-	(0.9)	0.6	-	(11.3)	(7.5)	-	5.3	26.6	-
Custos Operacionais	101.6	99.1	2.6%	65.0	79.1	-17.8%	8.7	12.6	-30.5%	9.8	9.6	1.4%	181.5	201.4	-9.9%
EBITDA	500.5	434.4	15.2%	99.6	142.8	-30.3%	(2.0)	(3.3)	39.0%	17.6	12.4	41.4%	615.7	585.8	5.1%
EBITDA/Proveitos	33.2%	51.2%	-35.1%	24.8%	34.8%	-	-2.2%	-2.1%	-	3.5%	3.2%	-	-	-	-
Provisões para riscos e encargos	(0.0)	4.0	-	(0.0)	(0.4)	100.0%	7.4	(0.6)	-	(0.2)	(2.4)	91.0%	7.1	0.6	1187.1%
Amortizações	136.8	127.6	7.3%	50.6	53.3	-4.9%	0.5	2.5	-79.7%	0.6	1.2	-46.4%	188.6	184.5	2.2%
Compensa. amort. activos subsid.	(1.8)	(1.8)	-	(0.2)	(0.2)	-2.1%	-	-	-	-	-	-	(2.0)	(2.0)	-0.2%
EBIT	365.5	304.7	20.0%	49.2	90.2	-45.5%	(9.9)	(5.2)	-89.3%	17.2	13.7	25.6%	422.0	402.8	4.8%
EBIT/Proveitos	24.3%	35.9%	-0.3 pp	12.3%	22.0%	-	-10.9%	-3.4%	-	3.4%	3.5%	-	-	-	-
Empregados	1,592	1,580	0.8%	629	536	17.4%	82	83	-1.2%	87	92	-5.4%	2,390	2,338	2.2%

Investimento Operacional (€m)	1S08	1S07	Δ 08/07
Produção Liberalizada	251.4	110.6	140.9
Expansão	222.6	74.7	147.9
CCGT	144.3	71.2	73.1
Hídricas	78.3	3.5	74.8
Manutenção	28.8	35.9	-7.0
Recorrentes	18.8	7.9	10.9
Não Recorrentes (ambiental)	10.1	28.0	-17.9
Produção PPA/CMEC	38.6	30.5	8.1
Recorrente - Hídricas	3.5	3.3	0.2
Recorrente - Térmicas	13.7	11.5	2.2
Não Recorrentes (ambiental)	21.4	15.7	5.7
Regime Especial	11.7	0.3	11.4
Expansão	11.2	0.0	11.2
Manutenção	0.5	0.3	0.3
Comercialização na P. Ibérica	1.3	0.2	1.1
Outros	16.5	10.3	6.2
Total	319.6	151.9	167.7
Expansão	233.8	74.7	159.0
Manutenção e Outros	85.8	77.2	8.6

Em termos consolidados e homólogos, a margem bruta de produção e comercialização na Península Ibérica no 1S08 cresceu 1,3% vs 1H07. Os custos operacionais destes negócios caíram 10% vs o 1S07. No entanto, excluindo o impacto regulatório não recorrente em Espanha, estes custos caíram 4% (€7m) vs. 1S07. Os principais factores não recorrentes foram: (1) a anulação parcial, em €13m, da provisão de €30m criada no 1S07 por conta de possíveis desvios entre a interpretação do RD 03/2006 por parte da EDP e o resultado final do mesmo; (2) €31m de impacto negativo no semestre relativo aos custos com CO2 claw-back decorrente da aplicação de RD 11/2007. A soma de custos com fornecimentos e serviços externos, pessoal e benefícios sociais aumentou 0,8% em termos homólogos, claramente abaixo da inflação, ainda que incluindo custos adicionais de nova capacidade instalada.

O investimento operacional nas actividades de produção e comercialização na Península Ibérica ascendeu a €320M no 1S08, reflectindo a aceleração do ritmo de investimento em tecnologias com menores índices de emissão de CO2: CCGT e hídricas. No 1S08, 74% do investimento operacional foi canalizado para projectos de expansão de capacidade (vs 48% no 1S07), em grande parte no mercado liberalizado. Em termos de CCGTs, a central Soto4, em Espanha, foi responsável por €30M de investimento no 1S08 e deverá entrar em operações no próximo mês de Agosto. Por sua vez, os trabalhos de construção nas duas novas centrais, Lares 1 e 2 (com um investimento previsto de €458m e 862MW de capacidade) prosseguiram dentro do calendário previsto (€111M investimento em 1S08), estando previsto o arranque de operações para o 3T09. Em termos de capacidade hídrica, o capex de expansão no 1S08 ascendeu a €78M, incluindo: (1) Pagamento de €53M pelo direito de concessão da nova barragem Foz Tua (312MW), (2) €23M de investimento no nos projectos Picote II e Bemposta II (aumento de capacidade) e, bem assim, na nova barragem Baixo Sabor.

Adicionalmente, importa referir o pagamento de €759M efectuado pela EDP em Abril por contrapartida do direito de explorar 4,095MW de capacidade hídrica actualmente abrangido pelos CAE/CMEC após o termo destes contratos. Em Julho, a EDP ganhou o concurso internacional para a construção e operação das barragens do Fridão e Alvito, em Portugal (392MW), comprometendo-se a pagar em 2008 €231.7m pelos direitos desta concessão e a investir €510m na construção destas barragens, com arranque previsto para 2016.

Em termos globais, o investimento acumulado em projectos de expansão em curso no final de Junho ascende a €526M, compreendendo 60% do investimento total planeado nas CCGTs actualmente em construção e apenas 10% do investimento total previsto nos projectos hídricos de expansão actualmente em curso.



€ Milhões									
DR Operacional	EUROPA (NEO)			EUA (Horizon)			EDP Renováveis		
	1S08	1S07	Δ 08/07	1S08	1S07	Δ 08/07	1S08	1S07	Δ 08/07
Margem Bruta	192.3	121.3	58.6%	64.3	-	-	256.6	-	-
Fornecimentos e serviços externos	26.9	18.6	45.1%	18.9	-	-	45.8	-	-
Custos com pessoal	9.6	7.1	36.7%	7.8	-	-	17.1	-	-
Outros custos (proveitos) operacionais ⁽¹⁾	4.5	2.8	62.9%	-38.1	-	-	-33.0	-	-
Custos Operacionais	41.1	28.4	44.7%	-11.5	-	-	29.9	-	-
EBITDA	151.3	92.9	62.8%	75.8	-	-	226.7	-	-
EBITDA/Margem Bruta	78.6%	76.6%	0.0p.p.	117.8%	-	-	88.4%	-	-
Provisões para riscos e encargos	-	0.1	-	0.8	-	-	0.8	-	-
Amortizações	55.1	46.2	19.3%	38.6	-	-	93.6	-	-
Compensação amort. activos subsidiados	(0.4)	(0.1)	-176.9%	-	-	-	(0.4)	-	-
EBIT	96.6	46.8	106.3%	36.4	-	-	132.7	-	-
EBIT/Margem Bruta	50.2%	38.6%	0.3p.p.	56.6%	-	-	51.7%	-	-
Número de Empregados	302	265	+37	246	-	+246	548	-	-
Total Opex / MW (€ 000, anualizado) ²	45.6	45.0	1.4%	35.2	-	-	45.6	-	-
Total Opex / MWh ²	21.0	20.2	3.7%	10.9	-	-	21.0	-	-

Europa - Margem Bruta (€ M)	1S08	1S07	Δ 08/07	EUA - Margem Bruta Ajustada (€ M)	1S08
Portugal	51.2	36.4	40.7%	Receitas de Electricidade & RECs	64.4
Espanha	127.1	71.5	77.9%	Prestação de Serviços & Outros	(0.1)
França	8.6	3.2	164.6%	Margem Bruta	64.3
Eólica	186.9	111.1	68.2%	Receitas PTCs & Outras Receitas Relacionadas dos "Equity Partners" da Horizon ⁽³⁾	30.9
Outros & Ajustamentos	5.5	10.2	-46.5%	Margem Bruta Ajustada	95.2
Total	192.3	121.3	58.6%		

Uma vez que a EDP Renováveis (EDPR) só foi criada em Dez-07 e a Horizon (subsidiária norte-americana do grupo) só foi consolidada no grupo a partir de Jul-07, não existem dados comparáveis para a EDPR no 1S07.

Na Europa, a margem bruta aumentou 59%, para €192m, impulsionada: i) pela adição de nova capacidade (+558MW, +41%, face ao período passado); ii) pelo aumento de 16% da tarifa média na Europa, suportado pela subida do preço médio da pool em Espanha (+73% vs 1S07) e iii) pela continuação de elevados factores médios de utilização de capacidade proporcionados pela qualidade superior dos activos da EDPR. Por sua vez, o EBITDA cresceu 63% vs 1S07, ajudado por crescimento mais lento dos custos operacionais e com consequente crescimento de rácio OPEX/MWh em linha com a inflação. Em detalhe, o crescimento dos custos com fornecimentos e serviços e com o pessoal foi maioritariamente motivado pela expansão da actividade.

Nos EUA, a margem bruta ajustada das receitas de PTCs ("Production Tax Credits") e outros proveitos relacionados com "Institutional partnerships" da Horizon, contabilizadas ao nível de Outros Custo/Proveitos operacionais, cifraram-se em €95,2M. Excluindo estes mesmos proveitos, os custos operacionais ascenderam a €19,4m, ou €10,9/MWh.

A EDP Renováveis está em linha com o objectivo de adicionar 1,4GW/ano de capacidade instalada no período 2008-12. Em consonância com o ciclo anual de investimento histórico, a EDPR espera concentrar grande parte das adições de capacidade do ano 4T.

No 1S08, a EDPR aumentou a sua capacidade instalada em 206MW (140MW na Europa e 66MW nos EUA) e tem, actualmente, 1.677MW em construção, o que permitirá atingir o objectivo anual proposto. Em Jun-08, o montante investido em obras em curso (em balanço), referentes a expansão de capacidade e depósitos de turbinas ascendia a €989,1M. No decurso do 1S08, a EDP Renováveis investiu €€800m: i) €760M em investimentos operacionais, €343M na Europa e €417M nos EUA (\$622m); e ii) €44M na aquisição do parque eólico, em França, à EOLE 76 e Eurocape, com uma capacidade bruta instalada de 35 MW e 560MW de projectos eólicos em desenvolvimento, maioritariamente situados na Normandia e Rhônes-Alpes.

(1) Inclui Rendas de concessão e C. eletroprodutores; (2) Nos USA, os custos operacionais implícitos no cálculo excluem Receitas PTC & Outras receitas relacionada com "Institutional partnerships" da Horizon; (3) Receitas de "Institutional partnership", bruto de imposto; o cálculo apenas inclui projectos que já estejam a contribuir para o portfólio com "Institutional partnerships".



Capacidade Instalada EBITDA (MW)	1S08	1S07	Δ 08/07
Portugal	517	332	+185
Espanha	1,277	951	+326
França	122	75	+47
EUA	1321	0	+1,321
Total	3,237	1,359	+1,879

Electricidade Produzida (GWh)	1S08	1S07	Δ 08/07
Portugal	509	359	41.7%
Espanha	1,324	1,007	31.5%
França	124	36	240.4%
EUA	2003	0	-
Total	3,960	1,403	182.3%

Factor Médio de Utilização (%)	1S08	1S07	Δ 08/07
Portugal	28.8%	25.3%	3.4 pp
Espanha	27.6%	28.5%	(1.0 pp)
França	25.9%	27.4%	(1.4 pp)
EUA	37.8%	n.a.	na

Tarifa Média Eólica (€/MWh)	1S08	1S07	Δ 08/07
Portugal	100.2	97.4	2.9%
Espanha	96.1	77.4	24.1%
França	69.1	79.9	-13.6%
Europa - Tarifa Média Eólica	95.5	82.6	15.6%

EUA	1S08	1S07	Δ 08/07
Preço de electricidade médio	48.7	n.a.	n.a.
Receitas com "institutional partnerships" (1)	36.9	n.a.	n.a.
EUA - Tarifa Média Eólica	85.5	n.a.	n.a.

A carteira de capacidade instalada da EDPR (EBITDA) aumentou em 1.878MW vs 1H07 para EBITDA 3.237MW devido a: i) aquisição da Horizon (559MW); ii) nova capacidade instalada nos EUA (762MW) e iii) acréscimo de capacidade na Europa (557MW).

Os factores médios de utilização de capacidade da EDPR reflectem a superioridade da classe dos seus activos. Apesar do vento fraco registado no 2T08, particularmente em Espanha e França, a EDPR manteve factores de utilização acima da média do mercado no 1S08: 27,6% em Espanha, 28,8% em Portugal, 25,9% em França e 37,8% nos EUA.

A tarifa média final na Europa subiu 16% suportada por uma subida homóloga de 68% no preço médio da pool espanhola. Note-se que do total da capacidade actualmente instalada em Espanha, 16% estão sob o novo regime RD 661/2007, que se diferencia do regime anterior pela aplicação de mínimos e máximos ao prémio pago ao produtor quando escolhida a opção de tarifa de mercado. Por sua vez, tarifa média em França decresceu 13,6% para €69,1/MWh devido ao impacto negativo dos parques eólicos adquiridos à EOLE 76 e Eurocape, cujo início de operações no 2T08, com uma capacidade instalada de 35 MW, determinou (por lei) o recebimento de uma tarifa mais baixa (€17/MWh) numa fase experimental.

MW Brutos	Em Constr.	Pipeline				Prospects	Total
		Tier 1	Tier 2	Tier 3	Total		
Espanha	750	557	636	1,707	2,900	2,911	6,560
Portugal	78	489	-	17	506	232	816
Resto Europa	148	284	560	598	1,442	947	2,537
- França	71	127	92	312	530	726	1,327
- Bélgica	57	57	13	33	102	29	188
- Polónia	20	100	456	254	810	192	1,022
Europa	976	1,330	1,196	2,322	4,848	4,090	9,914
EUA	701	430	3,038	7,937	11,405	4,843	16,949
Brasil	-	-	-	-	-	216	216
Total	1,677	1,760	4,234	10,259	16,253	9,149	27,079

Imobilizado em Curso (€m)	MW em construção	Adiantament Turbinas	Total
Total em Junho 2008	780.5	208.7	989.1

Investimento Operacional (€m)	1S08	1S07	Δ 08/07
Portugal	301	93	223.4%
Espanha	32	87	-63.6%
França	10	12	-13.5%
EUA	417	-	-
Total	760	192	295.3%

A EDP Renováveis está em linha com o objectivo de cumprir 1,4GW de adições de capacidade em 2008. Com mais de 40 parques eólicos e 1.667 MW em construção, a EDPR comprova a sua capacidade de organização na gestão de mais que 1,900MW em construção simultânea num ano. As novas adições de capacidade serão concentradas no 4T08, em linha com o ciclo de investimento anual da EDPR.

O pipeline da EDP Renováveis cresceu 2,8 GW vs 2007, ou 1,0 GW vs 1T08, para robustos c27,1 GW. O aumento do pipeline dá visibilidade ao crescimento futuro e confiança no cumprimento dos objectivos anuais: +1,4GW/ano em 2008-12.

A capacidade em construção a iniciar actividade em 2009, representa já 35% do objectivo anual do grupo. O forte empenho da empresa no cumprimento das suas metas é evidente quando se pondera todas as obras em curso. No final de Jun-08, o valor acumulado de investimento em capacidade actualmente em construção e adiantamento de turbinas ascendeu a €989,1M.

(1) Average wind load factor does not include 102.4 MW Pebema wind farm in Spain (out of service due to an accident in the grid connection service).

Distribuição em Portugal



Consumidores de Electricidade (mil)	1S08	1S07	Δ 08/07
Comercialização Regulada	5,896	5,935	-38
Comercialização Mercado Liberalizado	171	77	95
Consumidores de Electricidade	6,067	6,011	56

Electricidade Entrada na Rede de Distribuição (GWh)	1S08	1S07	Δ 08/07
Mercado Regulado	24,162	21,893	10.4%
Mercado Liberalizado	826	2,808	-70.6%
Electricidade Entrada na Rede de Distribuição	24,988	24,701	1.2%

Vendas de Electricidade e Margem Bruta (€ M)	1S08	1S07	Δ 08/07
Facturação Electricidade e Desvios e Deficits Tarifários	2,917.3	2,319.5	25.8%
Compras de Electricidade	2,237.5	1,686.6	32.7%
Margem Bruta de Electricidade	679.8	632.9	7.4%
(-) Reposição Ajustamento Contabilístico Défice Tarifário ⁽²⁾	(2.4)	-	-
Margem Bruta de Electricidade Ajustada	682.2	632.9	7.8%
Proveitos Permitidos	682.3	629.0	8.5%

Investimento Operacional e Qualidade do Serviço	1S08	1S07	Δ 08/07
Tempo de Interrupção Equivalente (min)	57	52	5
Investimento Operacional (líquido de subsídios) €m	87	99	-12

• A margem bruta integrada dos negócios rede distribuição e comercializador de último recurso subiu 8,4% para €693,3M no 1S08, estando a margem bruta de electricidade em linha com as receitas reguladas definidas pela ERSE em Dez-07.

• O volume de electricidade entrada na rede de distribuição da EDP Distribuição (EDPD) em Portugal cresceu 1,2% vs o 1S07, ou 1,8% excluindo os efeitos temperatura e dias úteis. Os 25,0 TWh distribuídos ficaram abaixo da estimativa da ERSE no cálculo das tarifas de 2008, reflectindo um ciclo macroeconómico desfavorável e uma maior poupança energética. Esta diferença dos volumes reais vs estimativa da ERSE implicou um desvio tarifário no montante de €25M na actividade de rede de distribuição.

• O volume de electricidade vendida a clientes regulados pela EDP Serviço Universal (EDP SU), o comercializador de último recurso, cresceu 10,4% vs o 1S07, para 24,2TWh no 1S08, acima dos pressupostos da ERSE no cálculo das tarifas em 2008, resultado de uma transferência significativa de clientes do mercado liberalizado para o mercado regulado, devido ao aumento das tarifas quando comparadas com os valores definidos pelo regulador para as tarifas de 2008. Note-se que no 1S08, o custo médio com a compra de electricidade suportado pela EDP SU para fornecimento a clientes regulados foi €74/MWh, ou €23/MWh acima do pressuposto definido pela ERSE no cálculo das tarifas de 2008 (€51/MWh). Assim, o aumento do custo médio com a compra de electricidade e do volume fornecido, a EDP SU teve de suportar um desvio tarifário de €454M no 1S08.

• Os desvios tarifários da EDPD e da EDP SU totalizaram €479M no 1S08 e foram contabilizados como proveitos de electricidade, em linha com a alteração legislativa actualmente em curso, a qual resultará no mesmo tratamento legal/regulatório de desvios tarifários e défice tarifário. De referir que em Mar-08, o Grupo EDP transferiu sem recurso o montante por recuperar dos défices tarifários de 2006 e 2007 (incluindo juros) por um preço de €177M durante um período de 10 anos com início em 2008. Esta operação implicou uma diminuição da dívida líquida pelo montante equivalente e não teve impacto ao nível do EBITDA uma vez que estes valores já foram contabilizados como receitas em 2006 e 2007. De acordo com a regulação em vigor, o défice e desvio tarifário são remunerados à taxa Euribor + 50bps.

DR Operacional (€ M)	1S08	1S07	Δ 08/07
Margem Bruta	693.3	639.4	8.4%
Fornecimentos e serviços externos	131.4	128.3	2.4%
Custos com pessoal	91.3	97.1	-6.0%
Custos com benefícios sociais	46.2	41.3	12.0%
Rendas de concessão	113.9	104.0	9.4%
Outros custos (proveitos) operacionais	2.7	2.6	5.3%
Custos Operacionais	385.6	373.4	3.3%
EBITDA⁽¹⁾	307.7	266.0	15.7%
EBITDA/Margem Bruta	44.4%	41.6%	2.8 pp
Provisões para riscos e encargos	0.4	6.8	-94.6%
Amortizações	169.4	168.5	0.5%
Compensação amort. activos subsidiados	(43.2)	(42.4)	-1.8%
EBIT	181.1	133.1	36.0%
EBIT/Margem Bruta	26.1%	20.8%	5.3 pp

Número de Empregados	1S08	1S07	Δ 08/07
Número de Empregados	4,718	5,118	-400
Empregados/TWh⁽²⁾	204	216	-5.7%
Clientes/empregado	1,286	1,175	9.5%

• Os custos operacionais controláveis (Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal) diminuíram 1,2% vs o 1S07. Os fornecimentos e serviços externos aumentaram essencialmente devido a um aumento dos custos comerciais e a novos custos com a compra de energia resultantes das regras do MIBEL, em vigor após Jun-07. Os custos com pessoal diminuíram 6,0% no período (3,0% excluindo as indemnizações e a capitalização de custos com pessoal), fruto duma redução de 7,8% no número de empregados no período. Recorde-se que no 4T07, a EDP antecipou a implementação do Programa de Ajustamento de Efectivos (PAE), o que se traduziu num total de 512 reformas e pré-reformas acordadas na sua grande maioria no 4T07 e das quais 228 se tornaram efectivas em 2007, sendo que as remanescentes 284 se tornarão efectivas em 2008 (algumas destas já se efectivaram no 1H08). Os custos com benefícios sociais subiram 12% no período, reflectindo um aumento nos prémios para pensões e nas provisões para actos médicos. Como resultado deste esforço verificou-se uma melhoria dos rácios de eficiência – Clientes/Empregado melhorou 9,5% para 1,286 – reduzindo-se o “gap” face às melhores práticas da Península Ibérica.

• No 1S08, o capex diminuiu 12,4%, em relação ao ano anterior, para €86,6m, por diferente grau de realização de investimento na rede de distribuição, que deverá aumentar no 2S08 para dar resposta a obrigações legais e crescimento de número de clientes.. A qualidade de serviço da rede de distribuição ficou acima dos objectivos definidos pelo regulador, com um Tempo de Interrupção Equivalente (TIEPI) de 57 minutos no 1S08. Ajustando este valor por impactos não-recorrentes (tempestades e ventos forte), TIEPI diminuiu 5,3% no período para 49 minutos.

• As actividades de distribuição e comercialização regulada vão começar em Jan-09 um novo período regulatório entre 2009 e 2011. Os novos pressupostos regulatórios e receitas reguladas para os 3 anos deverão ser propostos numa base preliminar pela ERSE em 15-Out-08 sendo que a versão final deverá ser publicada até 15-Dez-08.

⁽¹⁾ O EBITDA normalizado (i.e. excluindo as diferenças tarifárias e os ajustamentos tarifários t-2 e t-1) é de €459,8M em 2007 vs. €524,5M em 2006.

⁽²⁾ Recuperação de défice tarifário

Distribuição Espanha



Consumidores de Electricidade (milhares)	1S08	1S07	Δ 08/07
Comercialização Regulada	548	558	-1.7%
Comercialização Mercado Liberalizado	74	52	43.7%
Consumidores de Electricidade	623	610	2.2%

Electricidade Distribuída (GWh)	1S08	1S07	Δ 08/07
Alta Tensão	2,939	2,946	-0.2%
Média Tensão	626	598	4.7%
Baixa Tensão	1,346	1,283	4.9%
Electricidade Distribuída	4,911	4,827	1.7%
dos quais: de acesso	942	730	29.0%

Proveitos Reaulados (€ M)	1S08	1S07	Δ 08/07
Transporte	2.1	3.0	-31.3%
Distribuição	66.8	63.2	5.6%
Comercialização	4.0	3.9	3.3%
Proveitos Regulados	72.8	70.1	3.9%

Investimento Operacional e Qualidade do Serviço	1S08	1S07	Δ 08/07
Tempo de Interrupção Equivalente (min)	35	39	-3
Investimento Operacional (líquido de subsídios) €m	19	5	15

• No 1S08, o volume de electricidade distribuído nas Astúrias aumentou em 1,7% no período para 4,9TWh. A margem bruta da actividade de distribuição em Espanha aumentou 11,8% no período, para €81,7M no 1S08, reflectindo um aumento de 3,9% na remuneração reconhecida nas tarifas de 2008 para as actividades reguladas da HC Distribuição e um aumento de €5,1M nas prestações de serviços devido a receitas reguladas não-recorrentes de períodos anteriores.

• Os custos operacionais aumentaram 22% no período, ou €6,4M, para 35,3M no 1H08. Excluindo o impacto de mais valias no montante de €3M no 1S07 relativos à venda de duas subestações à REE (Quart e Elche), registadas na rubrica "Outros proveitos operacionais", os custos operacionais aumentavam 11% relativamente ao período homólogo reflectindo a diminuição da capitalização de custos no 1S08.

• Em suma, o EBITDA da actividade de distribuição em Espanha aumentou 4,9% no período para €46,4M no 1S08

• O capex nesta divisão aumentou €15M no período para €19M no 1S08, alicerçado em investimentos mais elevados na rede espanhola de distribuição. A qualidade de serviço na nossa rede melhorou relativamente ao período homólogo com o tempo de interrupção equivalente (TIEP) a ter uma diminuição homóloga de 9,0% para 35 minutos.

• As tarifas a clientes finais não foram suficientes para cobrir os custos com a compra de electricidade, o que se reflectiu num défice tarifário de €79M na HC energia no 1S08, comparado com um défice de €74M em 2007.

DR Operacional (€ M)	1S08	1S07	Δ 08/07
Margem Bruta	81.7	73.1	11.8%
FSEs	28.1	26.5	6.2%
Custos Pessoal	11.4	12.7	-10.1%
Custos Benefícios sociais	1.3	0.5	158.0%
Outros custos (proveitos) operacionais	(5.5)	(10.8)	48.6%
Custos Operacionais	35.3	28.9	22.2%
EBITDA	46.4	44.2	4.9%
EBITDA / Margem Bruta	56.8%	60.4%	-3.7 pp
Provisões para riscos e encargos	0.1	-	-
Amortizações do exercício	13.8	15.2	-9.5%
Compensação amort. activos subsidiados	(1.6)	(1.2)	-30.4%
EBIT	34.1	30.2	13.0%
EBIT / Margem Bruta	41.8%	41.3%	0.4 pp

Número de Empreadados	1S08	1S07	Δ 08/07
Número de empregados	391	391	0
Empregados/TWh⁽¹⁾	19.9	20.3	-1.7%
Clientes/Empregado	1,593	1,559	2.2%

• Embora o défice tarifário ex ante tenha sido €1,5 mil milhões em 2007, o seu valor real cifrou-se em €1,3 mil milhões. A este valor acresce o défice tarifário ex ante no 1T08, de €1,2 mil milhões. Durante o mês de Junho 2008, o governo espanhol procedeu a uma tentativa para securitização de €2,7 mil milhões relativos ao défice do ano 2007 e 1T08, tendo concluído a operação com um montante de €1,3 mil milhões, que corresponde apenas ao défice tarifário real de 2007. O valor recebido pela HC Energia em Julho relativamente a esta operação foi €79M.

• Conforme mencionado abaixo, com o aumento das tarifas a clientes finais no 2S08, o défice tarifário ex-ante definido para o período Abril - Setembro ascende a €2,7 mil milhões. Este valor somar-se-à ao montante de €1,4 mil milhões (que não foi securitizado em Junho) sendo expectável que nova tentativa de securitização do montante de €4,1 mil milhões de défice tarifário venha a ocorrer no final do mês de Setembro.

• Relativamente ao défice tarifário de 2006, embora seja ainda desconhecido o valor final a ser recuperado, um valor provisional está a ser recuperado através das tarifas, durante um período de 15 anos a contar de 2007.

• Em Janeiro de 2008, foi definido um aumento para a tarifa média de electricidade em Espanha de 3,3%, tendo no passado mês de Junho sido definido um aumento adicional de 5,6% a partir de Julho de 2008, assumindo um preço médio de compra da electricidade em mercado de €61,1/MWh durante os últimos 6 meses do ano (excluindo serviços dos sistema). A partir de Julho, o governo espanhol decidiu ainda a transferência dos clientes industriais de alta voltagem, excluindo os utilizadores da tarifa G4, para o mercado liberalizado, sem possibilidade de voltarem à tarifa regulada e com um preço provisório de transição até assinarem novos contratos com as empresa de comercialização.

⁽¹⁾ Anualizado

Gás - Actividade Regulada



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha			Total		
	1S08	1S07	Δ 08/07	1S08	1S07	Δ 08/07	1S08	1S07	Δ 08/07
Margem Bruta	27.0	27.2	-0.7%	83.1	79.4	4.6%	110.1	106.6	3.3%
FSEs	5.6	3.9	40.8%	11.4	13.6	-16.4%	16.9	17.6	-3.5%
Custos Pessoal	2.9	2.6	8.0%	9.2	8.1	13.4%	12.1	10.8	12.1%
Custos Benefícios sociais	0.0	0.0	66.6%	0.2	0.2	18.0%	0.2	0.2	23.2%
Outros custos (proveitos) operac.	(0.3)	0.9	-	-3.1	1.2	-	(3.3)	2.0	-
Custos Operacionais	8.2	7.5	9.1%	17.8	23.1	-23.0%	25.9	30.6	-15.1%
OPEX / Margem Bruta	30.3%	27.6%	2.7 pp	21.4%	29.1%	-7.7 pp	23.6%	28.7%	-5.1 pp
EBITDA	18.8	19.7	-4.5%	65.3	56.3	16.0%	84.1	76.0	10.7%
EBITDA / Margem Bruta	69.7%	72.4%	-2.7 pp	78.6%	70.9%	7.7 pp	76.4%	71.3%	5.1 pp
Provisões para riscos e encargos	2.0	0.1	2329.9%	0.2	0.2	28.7%	2.3	0.3	762.8%
Amortizações do exercício	6.7	6.3	7.0%	16.6	15.3	8.7%	23.3	21.6	8.2%
Compensação amort. activos sub	(0.8)	(0.7)	20.4%	(1.4)	(0.8)	77.3%	(2.2)	(1.5)	50.3%
EBIT	10.9	14.0	(0.2)	49.8	41.6	0.2	60.8	55.7	9.1%
EBIT / Margem Bruta	40.4%	51.7%	-11.2 pp	60.0%	52.4%	7.6 pp	55.2%	52.2%	3.0 pp

Actividade Regulada	1S08	1S07	% Δ	Abs. Δ
Número Clientes (mil)	863.0	832.4	3.7%	+31
Portugal	188.0	171.3	9.7%	+17
Espanha	675.0	661.1	2.1%	+14
Clientes Finais	123.9	284.2	-56.4%	-160
Clientes acesso	551.1	376.9	46.2%	+174
Volume de Gás (GWh)	13,187	12,696	3.9%	+491
Portugal	1,412	1,369	3.2%	+43
Espanha	11,775	11,328	3.9%	+447
Clientes Finais	1,456	3,606	-59.6%	-2,151
Clientes acesso	10,319	7,722	33.6%	+2,598
Receitas reguladas (€ m)	102.6	103.0	-0.3%	-0.3
Portugal	27.0	27.2	-0.7%	-0.2
Espanha	75.7	75.8	-0.2%	-0.1
Transporte	8.1	8.2	-1.3%	-0.1
Distribuição	64.0	61.6	4.0%	+2.5
Comercialização Regulada	3.5	6.0	-41.8%	-2.5
Rede (Km)	8,635	8,252	4.6%	+382
Portugal - Distribuição	3,046	2,866	6.2%	+179
Espanha - Distribuição	5,280	5,079	4.0%	+201
Espanha - Transporte	309	307	0.5%	+2
Capex	26.7	22.3	19.8%	+4
Distribuição de Gás Portugal	6.6	8.3	-20.0%	-2
Gas Transporte Espanha	12.6	1.4	798.0%	+11
Distribuição de Gás Espanha	7.4	12.6	-40.9%	-5

A actividade da EDP, no negócio de gás regulado, inclui a EDP Gás (ex-Portgás), empresa de distribuição com contrato de concessão no norte de Portugal (72% detida pela EDP), e a Naturgas (63,51% detida pela EDP), empresa de distribuição e transporte de gás, que actua principalmente no País Basco e Astúrias. No conjunto, a nossa actividade de gás regulado apresentou um crescimento do EBITDA de 11% vs 1S07, reflectindo o aumento de 3,7% no número de pontos de abastecimento (+31.000 clientes contratados), um aumento da extensão da rede em 4,6%, para 8.633 Kms, e um aumento do gás distribuído em 3,9%.

Em Espanha, as receitas reguladas mantiveram-se nos €75,7m no 1S08:

- As **receitas reguladas da distribuição de gás** cresceram 4% para €64,0M reflectindo um crescimento homólogo de 2,1% nos pontos de abastecimento, para 675.000 clientes (+14.000 clientes contratados), e um crescimento homólogo de 4,0% na extensão da rede de distribuição de gás para 5.280 kms. O volume de gás distribuído subiu 3,9% vs 1S07, tendo a procura convencional de gás no mercado espanhol crescido 0,6%.
- As **receitas reguladas do transporte** diminuíram 1,3% para €8,1M, devido ao facto de as receitas reguladas do 1T07 incluírem um impacto positivo não recorrente.
- As **receitas reguladas da comercialização** caíram 42% vs 1S07, para €3,5M, reflectindo a transferência massiva de consumidores de gás de tarifas reguladas para liberalizadas, antecipando o final das tarifas de gás em Jun-08. A partir de Jul-08, a Naturgas torna-se o comercializador regulado de último recurso nas regiões do País Basco e Astúrias. Continuará a comercialização para clientes finais que optem por permanecer no mercado regulado sendo a tarifa aqui aplicada a de referência de último recurso, CMP.

Para a margem bruta em Espanha contribuíram actividades não incluídas nas receitas reguladas, como serviços de inspecção e aluguer de contadores reflectindo uma duplicação de receitas de €3,6M no 1S07 para €7,4M no 1S08, em resultado de uma alteração da legislação que permitiu a passagem destes custos desde 2007 das distribuidoras para o cliente final.

Em Portugal, as receitas reguladas desceram 0,7% vs 1S07, para €27M, penalizadas por uma provisão para potenciais perdas acumuladas de gás em contadores. Este facto mitigou a melhoria dos dados operacionais com um aumento de 9,7% no número de pontos de abastecimento, para 188.000, o aumento de 3,2% do volume de gás distribuído e um crescimento de 6,2% da extensão da nossa rede para 3,046 kms. As taxas de penetração e os rácios de eficiência melhoraram significativamente no período como evidenciado pela melhoria do rácio cliente/Kms de 60 no 1S07 para 62 no 1S08.

Em Abr-08, a EDP Gás concluiu a renegociação do seu contrato de concessão com o Estado Português, aumentando o período de concessão para 40 anos (iniciado a 1 de Janeiro 2008). Deste modo, assegura-se a manutenção do equilíbrio económico e financeiro da concessão, a remuneração da actividade de distribuição e a avaliação periódica dos respectivos activos, de acordo com os termos e condições estabelecidos pelo regulador português, ERSE, que toma já em consideração a mudança regulatória no sector da distribuição de gás, iniciada em Jul-08. Após a definição das receitas reguladas para o período Jul-08/Jun09, ainda existem alguns pontos pendentes em relação à passagem para tarifas de alguns pressupostos acordados no novo contrato de concessão que esperamos ver clarificados no decurso deste ano regulatório. Os principais pressupostos da ERSE no período regulatório de Jul-08 a Jun-11 incluem a fixação de 9% da remuneração dos activos.

Os custos operacionais diminuíram 15,1% devido a ganhos não recorrentes relacionados com a venda de activos imobiliários em Espanha, contabilizados em outros custos/receitas operacionais no 1S08.

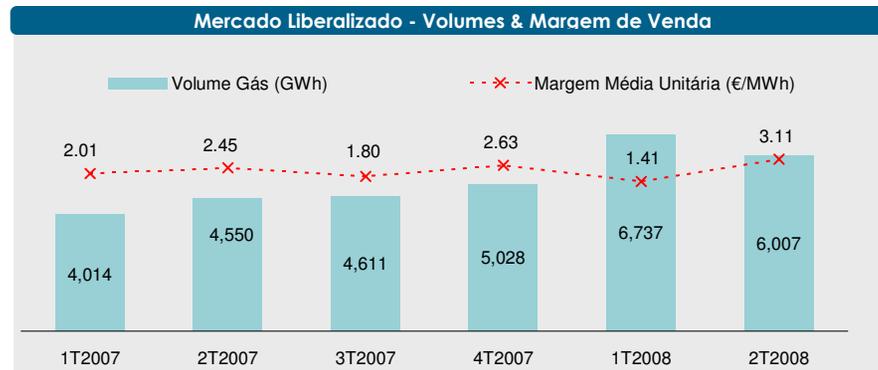
O investimento operacional no 1S08 totalizou €26,7M, (+20%, relativamente ao período homólogo, maioritariamente investidos na expansão da nossa rede (+380 Km em Jun-08). A rede de transmissão em Espanha representou quase 50% de investimento, no período, devido à construção da rede Bergara-Irun (88 kms de extensão, investimento operacional esperado de €67,5M, para estar completamente operacional no final de 2008). O novo modelo de remuneração para a transmissão de gás em Espanha melhorou significativamente as taxas de remuneração deste pipeline, que tem um maior custo de investimento por km que o custo médio de rede de transmissão em Espanha, devido à sua localização numa região montanhosa.

Gás - Actividade Liberalizada



DR Operacional (€ M)	1S08	1S07	Δ 08/07
Margem Bruta	42.9	35.0	22.5%
FSEs	8.7	5.5	58.7%
Custos Pessoal	1.5	1.2	28.3%
Custos Benefícios sociais	0.0	0.0	4.3%
Outros custos (proveitos) operacionais	4.5	4.9	-9.1%
Custos Operacionais	14.7	11.6	26.8%
OPEX / Margem Bruta	34.4%	33.2%	1.1 pp
EBITDA	28.2	23.4	20.4%
EBITDA / Margem Bruta	65.6%	66.8%	-1.1 pp
Provisões para riscos e encargos	-	0.1	-
Amortizações do exercício	0.2	0.3	-21.0%
Compensação amort. activos subsidiados	-	-	-
EBIT	27.9	23.0	21.3%
EBIT / Margem Bruta	65.1%	65.8%	-0.7 pp

Actividade Comercialização Liberalizada	1S08	1S07	Δ 08/07
Número clientes (mil)	495.9	322.5	53.8%
Fornecimento de Gás (GWh)	12,743	8,564	48.8%
Industrial	9,804	6,564	49.4%
Residencial/Comercial	2,940	2,000	47.0%
Margem Bruta Unitária (€ / MWh)	2.09	2.23	-6.3%



A nossa actividade de gás liberalizado inclui o negócio de comercialização de gás (através da Naturgas e HC Energia, em Espanha, e da EDP Gás.Com em Portugal) e a actividade de fornecimento grossista de gás. O EBITDA da actividade liberalizada de gás cresceu 20,4% em termos homólogos, para €28,2M

O **fornecimento de gás** para a actividade liberalizada é actualmente suportada por um portfolio de longo prazo que totalizam 4,8bcm/ano e decompõe-se em 4 contratos já em velocidade cruzeiro em termos de entregas (1bcm/ano com Trinidad & Tobago, actualmente swapped com a Gas Natural, 0,5bcm/ano com a ENI, 1,2bcm/ano com a Galp e 0,5bcm/ano com a Gas Natural) e um novo contrato de 1,6bcm/ano com a Sonatrach, assinado em 2007, com entregas a iniciar em Abr-08, as quais se espera que atinjam velocidade cruzeiro em 2010. Este portfolio de contratos de sourcing de gás é gerido de forma integrada tendo em consideração as necessidades de gás do nosso parque actual de 2.000 MW de CCGTS, os 1.200MW de CCGTs em construção em Espanha e a actividade de venda de gás de retalho em Espanha e Portugal. O aumento de 49% de volume de gás fornecido no 1S08 está relacionado com a gestão integrada dos contratos existentes e a entrega programada dos primeiros volumes de gás pela Sonatrach em Abr-08.

O volume de gás vendido a **clientes de retalho do mercado liberalizado** cresceu 49% em termos homólogos, contra um aumento de 11,7% da procura convencional de gás no mercado Espanhol de liberalizado de gás. Esta taxa de crescimento claramente acima da média do mercado foi idêntica quer no segmento industrial, com o fecho de novos contratos com alguns clientes de grande dimensão, quer no segmento residencial onde se verificou um aumento de 54% no número de clientes. É de realçar que as tarifas da comercialização regulada de gás terminaram em Espanha em Jun-08, e este facto tem sido um factor relevante para a passagem massiva de clientes do sistema de tarifas regulado para o mercado liberalizado. Este aumento de quota de mercado, quer em termos de volumes, quer em termos de número de clientes reflecte o competitivo portfolio de fornecimento de gás bem como as fortes capacidades comerciais da nossa plataforma Naturgas/HC Energia em Espanha.

A nossa **margem bruta média** por MWh vendido, na comercialização de gás, diminuiu 6,3% em relação ao período homólogo, devido a um aumento do preço de custo médio, em linha com o comportamento do CMP. O aumento dos custos operacionais, principalmente dos fornecimentos e serviços externos, está relacionado com o reforço da plataforma comercial em Espanha, nomeadamente através de custos de marketing mais elevados e do aumento da equipa comercial.



DR Operacional RS Milhões	RS Milhões									€ Milhões					
	Distribuição			Produção			Comercialização			Consolidado			Consolidado		
	1S08	1S07	Δ 08/07	1S08	1S07	Δ 08/07	1S08	1S07	Δ 08/07	1S08	1S07	Δ 08/07	1S08	1S07	Δ 08/07
Margem Bruta	823.9	1,097.5	-24.9%	330.8	239.7	38.0%	41.1	37.0	11.2%	1,195.8	1,373.1	-12.9%	457.6	505.0	-9.4%
Forn. e serviços externos	170.8	165.4	3.3%	15.9	16.8	-5.3%	2.4	2.1	13.5%	201.4	191.4	5.2%	77.1	70.4	9.5%
Custos c/ pessoal e ben. sociais	138.9	125.6	10.6%	12.4	14.2	-12.4%	2.4	4.2	-41.5%	160.3	156.1	2.7%	61.4	57.4	6.9%
Outros custos (prov.) operac.	41.6	126.1	-67.0%	8.3	12.2	-31.8%	7.5	6.4	-	56.2	147.3	-61.8%	21.5	54.2	-60.3%
Custos Operacionais	351.3	417.0	-15.8%	36.7	43.2	-15.1%	12.4	12.7	-2.6%	417.9	494.8	-15.5%	159.9	182.0	-12.1%
EBITDA	472.6	680.5	-30.5%	294.1	196.5	49.7%	28.7	24.3	18.5%	777.9	878.3	-11.4%	297.7	323.0	-7.9%
EBITDA/Margem Bruta	57.4%	62.0%	-4.6p.p.	88.9%	82.0%	6.9p.p.	69.9%	65.6%	4.3p.p.	65.0%	64.0%	1.1p.p.	65.0%	64.0%	1.1p.p.
Prov. para riscos e encargos	11.4	19.6	-41.9%	0.5	0.0	3030.7%	-	-	-	11.9	19.6	-39.6%	4.5	7.2	-37.1%
Amortizações	128.6	111.7	15.1%	40.1	34.1	17.6%	0.1	0.2	-6.6%	306.5	153.5	99.7%	117.3	56.5	107.7%
Comp. amort. activos subsid.	(12.9)	(13.3)	3.6%	-	-	-	-	-	-	(12.9)	(13.3)	3.6%	(4.9)	(4.9)	-0.3%
EBIT	345.4	562.5	-38.6%	253.6	162.4	56.2%	28.6	24.1	18.7%	472.4	718.5	-34.3%	180.8	264.3	-31.6%
EBIT/Margem Bruta	41.9%	51.2%	-9.3p.p.	76.7%	67.7%	8.9p.p.	69.5%	65.2%	4.4p.p.	39.5%	52.3%	-12.8p.p.	39.5%	52.3%	-12.8p.p.
Investimento Operacional	223	173	28.4%	114	20	479.2%	0	0	54.2%	339	193	75.2%	130	80	62.6%
Número de Empregados	2,729	2,876	-147	230	238	-8	14	14	-	3,033	3,128	-95			

As actividades da EDP no Brasil, desenvolvidas através da Energias do Brasil (detida em 64,8% pela EDP) foram penalizadas pela redução no montante de receitas regulatórias recuperados no 1S08 e, bem assim, pelo impacto negativo das revisões tarifárias das distribuidoras para o novo período regulatório. No 1S08 a contribuição da Energias do Brasil para o EBITDA beneficiou da apreciação de 4,0% do Real contra o Euro, de uma taxa média de BRL/Euro de 2,72 no 1S07 para 2,61 no 1S08 (+€12M de impacto ao nível do EBITDA).

No 1S08, o EBITDA da Energias do Brasil diminuiu 11,4% para R\$777,9M. O EBITDA da actividade de produção aumentou 49,7% em termos homólogos, suportada por um aumento não recorrente das vendas da Enerpeixe no 1T08, associado aos preços mais elevados do mercado residual, e ao aumento do preço médio de venda resultante do reajuste em alguns contratos e da entrada de novos contratos com preço mais elevados. Na distribuição, o EBITDA diminuiu 30,5% motivado essencialmente por: i) impacto das revisões tarifárias verificado nas empresas de distribuição (ver tabela na página seguinte), ii) custos de aquisição de energia superiores aos assumidos pelo regulador no cálculo da tarifa e iii) pela diminuição do valor recebido em sede de activos regulatórios acumulados em anos anteriores, o que foi parcialmente compensado pelo iv) crescimento da procura. Excluindo desvios tarifários não recorrentes o EBITDA normalizado da distribuição teria diminuído 22,1% , para R\$503,6M. O EBITDA da comercialização liberalizada melhorou devido a um aumento de 29% do preço médio de venda no mercado spot.

Os custos operacionais da Energias do Brasil diminuíram 15,5%. Excluindo impactos não recorrentes (custos regulatórios que em 1S07 foram compensados ao nível da margem bruta), estes custos desceram 3,4% aquém da inflação de 13,4% (IGP-M 12 meses) registada:

- a) O aumento dos fornecimentos e serviços externos, em 5,2% explica-se pelo: i) aumento dos custos com conservação e manutenção das redes das distribuidoras, resultantes do crescimento de carga com a expansão do mercado e ii) de programas de eficiência operacional, serviços de informática, call centers e atendimento a clientes;
- c) A diminuição de 61,8% em "Outros custos operacionais" é explicada por: i) custos regulatórios não recorrentes que no 1S07 foram compensados ao nível da margem bruta e ii) diminuição de provisões de clientes de cobrança duvidosa. Excluindo os custos não recorrentes registados no 1S07, os "Outros custos operacionais" teriam diminuído 35%.

A rubrica de amortizações da Energias do Brasil aumentou 100% relativamente ao período homólogo devido a amortização extraordinária nos direitos concessão da Enersul devido às alterações regulatórias determinadas pela ANEEL, assim como as revisões tarifárias que tem vindo a alterar o enquadramento regulatório. (R\$130M)

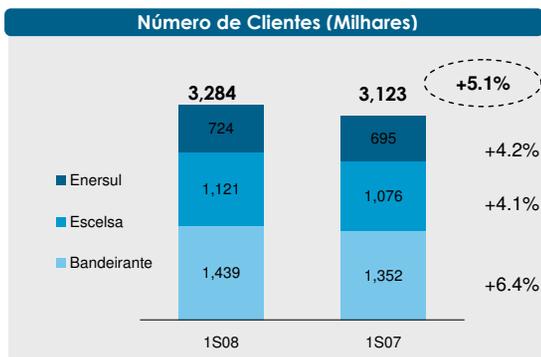
Em Junho de 2008, a Energias do Brasil e o Grupo Rede acordaram a permuta de activos que estabelece os termos e condições para que se promova uma troca, por um lado, da totalidade da participação detida na Enersul pela Energias do Brasil e, por outro lado, as participações detidas na Rede Lajeado pelo Grupo Rede. Este negócio permitirá à Energias do Brasil consolidar a sua posição de controlo na central hídrica do Lajeado (902,5MW). A conclusão desta operação está sujeita à aprovação pela entidade reguladora do sector eléctrico brasileiro, a ANEEL.

O capex apresentou um crescimento homólogo de 75%, para R\$339M no 1S08, em grande parte devido à repotenciação das centrais hídricas de Suiça e Mascarenhas (+2,3MW e + 17,5MW, respectivamente) e, bem assim, ao início da construção da central hídrica de Santa Fé (+29MW). Todas as unidades deverão iniciar operações em 2009.

Brasil: Distribuição



Atividade Distribuição	Bandeirante			Escelsa			Enersul			Distribuição		
	1S08	1S07	Δ 08/07									
GWh												
Clientes finais	4,162	3,980	4.6%	2,587	2,463	5.0%	1,419	1,420	-0.1%	8,168	7,863	3.9%
Clientes acesso	2,565	2,563	0.1%	1,767	1,771	-0.2%	231	215	7.5%	4,563	4,548	0.3%
Electricidade Distribuída	6,727	6,543	2.8%	4,353	4,234	2.8%	1,650	1,635	0.9%	12,731	12,411	2.6%
Perdas/TIEPI												
Inv. Operacional (R\$ Milhões)	56.2	52.9	6.2%	93.0	68.7	35.3%	73.5	51.9	41.8%			
TIEPI (Horas)	11.9	7.8	51.9%	12.3	9.1	34.8%	12.1	13.8	-12.1%			
Perdas Técnicas	5.19%	5.05%	0.03 pp	8.24%	7.64%	0.08 pp	14.51%	13.95%	0.04 pp	7.59%	6.00%	0.27 pp
Perdas Comerciais	5.65%	5.79%	-0.02 pp	5.79%	5.37%	0.08 pp	8.89%	7.84%	0.13 pp	6.17%	7.20%	-0.14 pp
Perdas de Energia	10.84%	10.84%	0.00 pp	14.04%	13.01%	0.08 pp	23.40%	21.78%	0.07 pp	13.76%	13.20%	0.04 pp
R\$ million												
Margem Bruta IFRS	336	469	-28.4%	265	353	-25.0%	224	276	-18.9%	824	1,098	-24.9%
Perdas Racionam. e Parcela A	33	(44)	-	(9)	(25)	66.3%	(35)	(25)	-35.6%	(11)	(94)	88.9%
Ajust. das revisões tarifárias	-	(8)	-	-	(1)	-	-	(29)	-	-	(39)	-
Dev. tarifários em recuperação	(49)	(32)	-56.3%	(38)	(36)	-7.0%	(25)	(7)	-239.5%	(113)	(75)	-51.0%
Dev. tarifários em constituição	4	(25)	-	3	(6)	-	24	(4)	-	31	(34)	-
Outros	9	(1)	-	8	(19)	-	21	(0)	-	38	(20)	-
Margem Bruta Brasil GAAP	332	359	-7.6%	229	266	-14.2%	209	210	-0.3%	770	835	-7.9%
Activos Regulatórios	46	111	-59.0%	128	152	-15.7%	(60)	161	-	115	425	-73.1%



Últimas Revisões Tarifárias e Reajustamentos

	Bandeirante Out/07 Revisão	Escelsa Ago/07 Revisão	Enersul Abr/08 Revisão
Parcela A	-5.87%	-4.88%	4.10%
Parcela B	-2.35%	-1.73%	-9.65%
Índice Reajust.	-8.22%	-6.61%	-5.55%
Custos Passados	-3.67%	-2.70%	-2.08%
Outros	-0.58%	-0.31%	0.45%
Ítems Financ.	-4.25%	-3.01%	-1.63%
Índice Total	-12.47%	-9.62%	-7.18%

Notas:
Parcela A: Custos não controláveis, que são "pass-through" para a tarifa
Parcela B: Custos controláveis, amortizações e remuneração de capital, que são atualizados à inflação (IGP-M) e ajustados por factor X.
Índice de Reajustamento: Aumento total a ser aplicado às vendas de electricidade "base"
Ítems Financeiros: Recuperação (ou retorno) de custos passados (ou receitas) por um período de 12 meses.

PERFORMANCE DA MARGEM BRUTA DA DISTRIBUIÇÃO:

A margem bruta das distribuidoras da Energias do Brasil no 1S08 diminuiu 24,9% com os contributos de: (3) maiores custos de aquisição de energia relativamente aos considerados no cálculo das tarifas, sendo que este ganho será devolvido nas próximas revisões tarifárias, (2) revisão tarifária verificada nas nossas distribuidoras relativamente ao período homólogo e (4) diminuição no recebimento de activos regulatórios acumulados em anos anteriores relativamente ao período homólogo que foi parcialmente compensada por (1) um crescimento homólogo de 2,6% dos volumes de electricidade distribuída. Numa base normalizada, a margem bruta diminuiu 7,9% em relação a igual período do ano anterior

1. Crescimento Sustentado na margem bruta da actividade de distribuição: O volume de energia distribuída pela Energias do Brasil aumentou 2,6% relativamente ao período homólogo, suportado por um aumento no número de clientes (5,1%), um aumento do consumo per capita e um forte crescimento económico, nomeadamente nas regiões da Bandeirante e da Escelsa.

2. Revisão Tarifária: O novo período regulatório para todas as empresas de distribuição determinou uma redução das tarifas (ver tabela).

3. Desvio Tarifário Negativo: A margem bruta da distribuição no 1S08 inclui R\$31M devido a aquisições de energia acima do preço definido pelo regulador na composição da tarifa. De assinalar que no 1S07, a margem bruta da distribuição registou um desvio tarifário positivo de R\$34M. Este efeito não recorrente na margem bruta irá ser devolvido ao sistema através da definição das tarifas nos próximos processos de reajuste tarifário.

4. Recuperação através das tarifas dos activos regulatórios acumulados no passado: Os valores devidos pelo sistema, que tiveram no passado um impacto negativo na margem bruta da empresa e que a nossa actividade de distribuição está agora a recuperar através das tarifas, diminuiram 55% em termos homólogo, de R\$229M para R\$103M. No 1S08, a actividade de distribuição detinha um total de activos regulatórios de R\$ 115M, que deverá ser recuperado nos próximos trimestres, pelo que é esperado que a Energias do Brasil continue a ter uma contribuição positiva desta componente.

O capex do negócio de distribuição é explicado pela extensão e melhoria da rede de distribuição nas áreas de concessão da Bandeirante, Escelsa e Enersul.

ACTUALIZAÇÃO REGULATÓRIA:

Iniciaram-se novos períodos regulatórios de 4, 3 e 5 anos para a Bandeirante em Oct-07, para a Escelsa em Ago-07 e para a Enersul em Abr-08, respectivamente. O regulador brasileiro, ANEEL, fixou uma remuneração dos activos depois de impostos de 9,95% para este novo período e estabeleceu a nova base de activos regulatórios (preliminar no caso de Bandeirante) e os custos controláveis (numa base preliminar), ambos em linha com as nossas expectativas.

Brasil: Produção & Comercialização



Produção

CAPACIDADE EM OPERAÇÃO:

No 1S08, a Energias do Brasil detinha uma capacidade instalada de 1.044MW. O volume de electricidade vendida no 1S08 aumentou 11,7% em termos homólogos, favorecido por um aumento sazonal das vendas de electricidade da Enerpeixe no 1T08, associado ao aumento dos preços no mercado residual durante o mesmo período (conforme mencionado no comunicado de resultados do 1T08, este efeito será parcialmente revertido nos próximos trimestres). A electricidade produzida aumentou em 10,1% favorecido por trabalhos de manutenção ocorridos no Lajeado no 1S07.

CAPACIDADE EM DESENVOLVIMENTO:

Em Julho de 2008, a Energias do Brasil anunciou o início das obras de construção da central a carvão de Pecém numa parceria de 50% com a MPX Mineração e Energia. As condições contratadas incluem a disponibilidade de uma capacidade instalada de 615 MW a partir de Janeiro de 2012 por um prazo de 15 anos e uma margem bruta de R\$417,4M/ano (a preços correntes de 2007 a actualizar à inflação) com "pass through" dos custos de combustível. De acordo com o contrato chave-na mão já firmado com os fornecedores, o investimento nesta central ascenderá a 1,3 mil milhões de dólares. O projecto será financiado em 75% com dívida de longo prazo, a contrair junto do banco de desenvolvimento brasileiro BNDES e em mercado. Até ao final de 2008, esperamos um investimento operacional estimado para a construção desta central de cerca de R\$300M.

Este ano, a Energias do Brasil criou uma nova unidade de negócio, a EDP Renováveis Brasil (EDPRB, detida pela EDP Renováveis em 55% e Energias do Brasil em 45%), detentora dos investimentos do grupo em energias renováveis na América do Sul. Em Junho de 2008, EDPRB adquiriu 100% da CENAEEL, por R\$51 milhões (enterprise value). A CENAEEL tem actualmente 2 parques eólicos em operação com uma capacidade instalada de 13,8MW. A energia está contratada através de PPAs, no âmbito do programa PROINFA (9MW) e contratos bilaterais (4,8MW). Além destes, ainda existem projectos de expansão com capacidade de 70 MW para ser desenvolvidos.

A EDPRB, está a desenvolver estudos de viabilidade em parceria com a CEMIG para a construção de 500 MW em parques eólicos nos estados de Minas Gerais e Espírito Santo. A Energias do Brasil assinou protocolo de colaboração com o Estado do Espírito Santo para o estudo de projectos que totalizam mais de 200 MW.

Em Abril 2008, a Energias do Brasil assinou um acordo com a Petrobras para o fornecimento de gás natural para as CCGTs UTE Resende e UTE Norte Capixaba. Contudo, a venda da energia a ser produzida pelos dois projectos CCGT dependerá dos termos comerciais e financeiros acordados em leilão.

Relativamente a nova capacidade hídrica, a licença de instalação para início da construção da mini-hídrica de Santa Fé foi emitida no início de Out/07. A PCH Santa Fé terá uma capacidade instalada de 29 MW (energia assegurada de 16 MW) e deverá entrar em operação em Jul/09. O investimento total estimado para a construção da PCH Santa Fé é de R\$ 120 milhões.

Adicionalmente, a ANEEL homologou a repotenciação de 17,5 MW da central hidroeléctrica de Mascarenhas. A capacidade adicional deverá estar totalmente operacional em 2009. Ainda em processo de homologação, a repotenciação da central hidroeléctrica Suíça deverá aumenatr em 2,3 MW a sua capacidade instalada em 2009. A energia assegurada das repotenciações de Mascarenhas e Suíça (11,7 MW médios) foram contratadas no mercado livre a R\$130,00/MWh.

Por outro lado, a Energias do Brasil está a desenvolver estudos de viabilidade para novas centrais hídricas com uma capacidade instalada total de 1.439MW.

Os volumes de electricidade vendidos a clientes liberalizados apresentaram um decréscimo homólogo de 1,4% mas o preço da electricidade no mercado spot teve um aumento médio de 29%, o que permitiu um aumento da margem bruta da Enertrade de 11,2%.

Capacidade Hídrica Instalada (MW)	1S08	1S07	Δ 08/07
Lajeado (27.65%)	250	250	-
Peixe Angical	452	452	-
Energest (13 Centrais Hídricas)	342	342	+0
Total	1,044	1,043	+0

Eneraia Produzida (GWh)	1S08	1S07	Δ 08/07
Lajeado (27.65%)	694	504	37.8%
Enerpeixe	1,111	1,020	8.9%
Energest (13 Centrais Hídricas)	849	885	-4.1%
Total	2,654	2,409	10.1%

Eneraia Vendida (GWh)	1S08	1S07	Δ 08/07
Lajeado (27.65%)	590	562	5.1%
Enerpeixe	1,306	1,128	15.8%
Energest (13 Centrais Hídricas)	1,070	966	10.7%
Total	2,966	2,655	11.7%

Margem Bruta (RS Milhões)	1S08	1S07	Δ 08/07
Lajeado (27.65%)	42.1	44.5	-5.4%
Enerpeixe	181.0	124.3	45.6%
Energest (13 Centrais Hídricas)	107.8	70.9	52.0%
Total	331	240	38.0%

Preço Médio de Venda (RS/MWh)	1S08	1S07	Δ 08/07
Lajeado	93.4	85.8	8.9%
Peixe Angical	133.7	126.4	5.8%
Energest (13 Centrais Hídricas)	109.9	81.2	35.3%
Total	119.7	101.5	17.9%

Investimento Operacional (RS Milhões)	1S08	1S07	Δ 08/07
Lajeado	1.9	3.1	-40.3%
Peixe Angical	6.5	1.5	328.7%
Energest (13 Centrais Hídricas)	12.0	15.1	-20.2%
Nova Capacidade	93.7	0.0	-
Total	114.1	19.7	479.2%

Trading & Comercialização

Dados Operacionais e Financeiros	1S08	1S07	Δ 08/07
Número de Clientes	64	64	-
Vendas Electricidade (GWh)	3,579	3,628	-1.4%
Margem Bruta / GWh	11.5	10.2	12.8%



Demonstrações de Resultados

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1S08 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição na Ibérica	Gás na Ibérica	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	1,852.6	568.9	251.4	2,980.1	0.4	934.2	(546.2)	6,041.4
Vendas de Gás	0.1	-	-	-	592.7	-	(2.5)	590.3
Outras Vendas	19.5	0.0	5.7	1.6	0.1	0.0	0.5	27.3
Prestação de Serviços	17.1	24.3	1.5	35.9	10.9	4.9	(33.4)	61.3
Proveitos Operacionais	1,889.4	593.2	258.5	3,017.6	604.0	939.1	(581.6)	6,720.2
Electricidade	574.5	549.8	0.3	2,237.5	0.4	476.2	(581.4)	3,257.3
Gás	-	3.2	-	-	451.2	-	(68.8)	385.7
Combustíveis	540.9	3.5	-	-	0.0	-	62.3	606.7
Materiais Diversos e Mercadorias	10.8	2.8	1.5	5.1	0.1	5.3	(0.1)	25.5
Custos Directos da Actividade	1,126.2	559.2	1.8	2,242.6	451.7	481.5	(587.9)	4,275.2
Margem Bruta	763.1	34.0	256.6	775.0	152.3	457.6	6.3	2,445.0
Margem Bruta/Proveitos	40.4%	5.7%	99.3%	25.7%	25.2%	48.7%	-1.1%	36.4%
Fornecimentos e serviços externos	72.2	24.7	45.8	159.5	25.0	77.1	(49.1)	355.2
Custos com pessoal	60.1	5.7	16.6	102.8	13.6	51.9	50.9	301.5
Custos com benefícios sociais	11.3	0.2	0.5	47.6	0.3	9.5	(11.4)	57.9
Rendas de concessão	2.0	-	2.2	113.9	-	-	(0.5)	117.6
Outros Custos/(Proveitos)	17.4	(12.1)	(35.2)	(2.8)	1.2	21.5	38.3	28.3
Custos Operacionais	163.0	18.5	29.9	420.9	40.0	159.9	28.3	860.5
EBITDA	600.1	15.5	226.7	354.1	112.3	297.7	(21.9)	1,584.5
EBITDA/Proveitos	31.8%	2.6%	87.7%	11.7%	18.6%	31.7%	3.8%	23.6%
Provisões para riscos e encargos	(0.0)	7.1	0.8	0.4	2.3	4.5	2.3	17.5
Amortizações	187.5	1.1	93.6	183.1	23.5	117.3	41.9	648.1
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(2.0)	-	(0.4)	(44.8)	(2.2)	(4.9)	(0.1)	(54.4)
EBIT	414.7	7.3	132.7	215.3	88.7	180.8	(66.0)	973.4
EBIT/Proveitos	21.9%	1.2%	51.3%	7.1%	14.7%	19.2%	11.3%	14.5%

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1S07 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	NEO - Renováveis	Distribuição na Ibéria	Gás na Ibéria	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Vendas de Electricidade	1,225.5	517.7	115.9	2,572.5	(0.0)	918.3	(518.5)	4,831.2
Vendas de Gás	-	-	-	-	687.7	-	(7.4)	680.3
Outras Vendas	34.0	0.0	0.0	3.6	0.3	0.0	3.5	41.4
Prestação de Serviços	(3.0)	25.0	2.4	27.2	29.8	4.8	(11.6)	74.6
Proveitos Operacionais	1,256.4	542.7	118.3	2,603.2	717.8	923.1	(533.9)	5,627.5
Electricidade	69.8	506.5	0.2	1,881.3	(0.0)	412.3	(528.6)	2,341.4
Gás	-	2.9	-	-	557.6	-	(42.7)	517.8
Combustíveis	406.6	2.0	0.1	0.3	18.5	-	40.4	467.8
Materiais Diversos e Mercadorias	24.1	0.0	(1.1)	9.1	0.1	5.7	(0.1)	37.8
Custos Directos da Actividade	500.5	511.4	(0.9)	1,890.7	576.2	418.0	(531.0)	3,364.8
Margem Bruta	755.9	31.3	119.2	712.6	141.6	505.0	(2.9)	2,262.6
Margem Bruta/Proveitos	60.2%	5.8%	100.8%	27.4%	19.7%	54.7%	0.5%	40.2%
Fornecimentos e serviços externos	71.4	23.7	17.9	147.1	23.1	70.4	(29.3)	324.2
Custos com pessoal	60.3	5.2	5.7	109.8	11.9	53.4	52.1	298.4
Custos com benefícios sociais	12.1	0.2	0.0	49.8	0.2	4.0	-12.6	53.7
Rendas de concessão	1.9	0.0	-	104.0	-	-	3.3	109.3
Outros Custos/(Proveitos)	33.5	(6.9)	3.0	(8.2)	7.0	54.2	41.9	124.3
Custos Operacionais	179.2	22.2	26.6	402.6	42.2	182.0	55.3	910.1
EBITDA	576.7	9.1	92.6	310.0	99.4	323.0	(58.2)	1,352.6
EBITDA/Proveitos	45.9%	1.7%	78.3%	11.9%	13.8%	35.0%	10.9%	24.0%
Provisões para riscos e encargos	3.5	(3.0)	0.1	6.8	0.3	7.2	27.4	42.3
Amortizações	180.8	3.6	46.7	183.7	21.8	56.5	41.8	534.9
Compensação Amort. Activo Subsidiado	(2.0)	-	(0.1)	(43.6)	(1.5)	(4.9)	(0.1)	(52.2)
EBIT	394.4	8.4	46.0	163.1	78.7	264.3	(127.4)	827.5
EBIT/Proveitos	31.4%	1.6%	38.9%	6.3%	11.0%	28.6%	23.9%	14.7%



Anexos

EDP - Capacidade instalada & Produção de electricidade



Capacidade Instalada (MW)	1S08	1S07	Δ MW
Península Ibérica	13,733	12,745	987
CAE's (PPAs/CMECs)	6,987	7,164	-177
Hídrico	4,094	4,094	-
Fio de água	1,860	1,860	-
Albufeira	2,234	2,234	-
Carvão	1,180	1,192	-12
Sines	1,180	1,192	-12
Fuel	1,713	1,878	-165
Setúbal	946	946	-
Carregado	710	710	-
Barreiro	56	56	-
Tunes	-	165	-165
Regime Especial	2,233	1,670	563
Mini-Hídricas	79	69	10
Cogeração+Resíduos	226	231	-5
Biomassa	11	11	-
Eólica	1,916	1,359	558
Portugal	517	332	185
Espanha	1,277	951	326
França	122	75	47
Produção Liberalizada de Electricidade	4,513	3,911	602
Hídrico	910	670	240
Portugal	484	244	240
Espanha	426	426	-
Carvão	1,460	1,523	-63
Aboño I	342	342	-
Aboño II	536	536	-
Soto Ribera II	-	63	-63
Soto Ribera III	236	236	-
Soto Ribera IV	346	346	-
CCGT	1,987	1,563	425
Ribatejo (3 grupos)	1,176	1,176	-
Castejón I (1 grupo)	393	387	6
Castejón III (1 grupo)	418	-	418
Nuclear	156	156	-
Trillo	156	156	-
Brasil	1,044	1,044	-
Hídrico	1,044	1,044	-
EUA	1,321	-	1,321
Eólica	1,321	-	1,321
TOTAL	16,097	13,789	2,308

Produção de Electricidade (GWh)	1S08	1S07	Δ GWh
Península Ibérica	19,057	22,440	-3,383
CAE's (PPAs/CMECs)	6,398	10,307	-3,908
Hídrico	3,396	6,009	-2,613
Fio de água	2,404	3,961	-1,557
Albufeira	990	2,048	-1,058
Carvão	2,822	3,681	-859
Sines	2,822	3,681	-859
Fuel	180	617	-437
Setúbal	139	457	-318
Carregado	-5	99	-104
Barreiro	47	61	-14
Tunes	-	0	-0
Regime Especial	2,754	2,133	621
Mini-Hídricas	106	107	-2
Cogeração+Resíduos	674	604	70
Biomassa	17	19	-1
Eólica	1,957	1,403	554
Portugal	509	359	150
Espanha	1,324	1,007	317
França	124	36	88
Produção Liberalizada de Electricidade	9,905	10,001	-96
Hídrico	750	779	-30
Portugal	305	195	111
Espanha	444	585	-140
Carvão	3,168	5,289	-2,121
Aboño I	840	1,247	-407
Aboño II	1,705	2,072	-367
Soto Ribera II	-	-2	2
Soto Ribera III	287	775	-487
Soto Ribera IV	335	1,197	-862
CCGT	5,467	3,380	2,088
Ribatejo (3 grupos)	3,896	2,595	1,300
Castejón I (1 grupo)	987	784	202
Castejón III (1 grupo)	585	-	585
Nuclear	520	553	-33
Trillo	520	553	-33
Brasil	2,654	2,361	293
Hídrico	2,654	2,361	293
USA	2,003	-	2,003
Wind	2,003	-	2,003
TOTAL	23,714	24,801	-1,087

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

Capacidade Eólica e Emissões de CO2



Parques Eólicos 1S08	Capacidade Instalada		
	100%	% Detida ⁽¹⁾	EBITDA
SPAIN	1,651	1,228	1,277
under RD 436/2004	1440	1057	1066
under RD 661/2007	211	170	211
PORTUGAL	517	512	517
under old remuneration	517	512	517
under new remuneration	0	0	0
FRANCE	122	122	122
under old remuneration	9	9	9
under new remuneration	113	113	113
TOTAL EUROPE	2,290	1,861	1,916
USA	1,556	1,339	1,321
PPA	1,223	1,167	1,149
Hedged	264	138	138
Merchant	69.3	34.65	34.65
TOTAL EUROPE AND USA	3,846	3,201	3,237

Emissões CO2	Emissões CO2 (absoluto, MtCO2)		Específicas (tonelada/GWh)		Produção Bruta (GWh)	
	1S08	1S07	1S08	1S07	1S08	1S07
TOTAL PPA's/ CMECs	2,883	3,857			3,470	4,807
Carvão	2,509	3,277	0.83	0.84	3,026	3,898
Fuel Oil + Gás Natural	375	581	0.84	0.64	444	909
TOTAL PRODUÇÃO LIBERALIZADA	5,851	7,015			9,009	9,060
Carvão	3,928	5,789	1.16	1.03	3,400	5,603
CCGT	1,923	1,227	0.34	0.35	5,608	3,457
REGIME ESPECIAL	487	451	0.37	0.29	1,300	1,568
TOTAL PRODUÇÃO TÉRMICA	9,220	11,324	0.67	0.73	13,779	15,436
PRODUÇÃO LIVRE EMISSÕES CO₂					11,042	11,280
TOTAL PRODUÇÃO			0.37	0.42	24,820	26,716

(1) MW não ajustados pela participação de 80% detida na Genesa e Desa.