



9M13

Resultados

Conteúdo

Destaques	- 2 -
Performance Financeira Consolidada	
EBITDA	- 3 -
Resultados abaixo do EBITDA	- 4 -
Investimento Operacional	- 5 -
Cash Flow	- 6 -
Demonstração da Posição Financeira Consolidada	- 7 -
Dívida Líquida	- 8 -
Áreas de Negócio	
Enquadramento: Mercado Ibérico de Electricidade e Gás	- 10 -
1. Produção Contratada de Longo Prazo no Mercado Ibérico	- 11 -
2. Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico	- 12 -
3. EDP Renováveis	- 15 -
4. Redes Reguladas no Mercado Ibérico	- 18 -
5. Brasil - EDP Brasil	- 21 -
Demonstrações de Resultados & Anexos	
Demonstração de Resultados por Área de Negócio	- 25 -
Demonstração de Resultados por Trimestre	- 26 -
Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção	- 27 -
Redes Reguladas: Volumes Distribuídos, Clientes Ligados e Rede	- 28 -
Desempenho na Área da Sustentabilidade	- 29 -
Desempenho da EDP na Bolsa	- 30 -

Lisboa, 31 de Outubro de 2013

Demonstração Resultados (€ M)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	4.216	4.100	3%	+116
Fornecimentos e serviços externos	672	673	-0%	-1
Custos com pessoal, Benef. aos Empregados	491	481	2%	+11
Outros custos operacionais (líquidos)	253	203	25%	+50
Custos Operacionais Líquidos (1)	1.417	1.357	4%	+59
EBITDA	2.799	2.742	2%	+57
Provisões	40	3	-	+37
Depreciações e amortiz. líquidas (2)	1.086	1.060	2%	+25
EBIT	1.673	1.679	-0%	-5
Result. da alienação de act. financ.	0	3	-100%	-3
Resultados financeiros	(515)	(516)	0%	+1
Resultados em associadas	25	17	41%	+7
Resultado Antes de Impostos	1.183	1.183	-0%	-0
IRC e Impostos diferidos	242	273	-11%	-31
Operações em descontinuação	-	-	-	-
Resultado líquido do período	941	910	3%	+31
Accionistas da EDP	792	795	-0%	-2
Interesses não controláveis	149	116	29%	+33

Dados-chave Operacionais	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12.297	12.297	0%	-
Capacidade instalada (MW)	22.695	22.733	0%	-38

Dados-chave Financeiros (€ M)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
FFO	1.889	2.041	-7%	-152
Investimento operacional	1.166	1.197	-3%	-32
Manutenção	422	446	-5%	-23
Expansão	743	752	-1%	-9
Investimentos Líquidos	(365)	56	-	-421

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Sep-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.383	8.192	2%	+191
Dívida líquida	18.096	18.233	-1%	-137
Receb. futuros da actividade regulada (4)	2.989	2.710	10%	+279
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,8x	5,0x	-	-0,2x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	4,1x	4,3x	-	-0,2x

O EBITDA do Grupo EDP nos 9M13 cresceu 2% (+€57M) atingindo os €2.799M, impulsionado pelas nossas subsidiárias internacionais: i) a **EDP Brasil** 'EDPB' (EBITDA +25%, ou +€100M), que beneficiou no 3T13 da recuperação de desvios tarifários na distribuição e da entrada em operação da central Pecém I; e ii) a **EDP Renováveis** 'EDPR' (EBITDA +5%, ou +€33M), consequência dos investimentos em nova capacidade fora da Península Ibérica, e incluindo uma menor remuneração em Espanha. Excluindo o impacto das desvalorizações cambiais face ao Euro do BRL (-12%) e do USD (-3%), nos 9M13 o contributo das operações internacionais para o EBITDA da EDP teria sido superior em €77M: **Ajustado de impactos cambiais, o EBITDA do Grupo EDP nos 9M13 subiria +5%.**

O EBITDA das operações Ibéricas (excluindo a EDPR) caiu 5% no período (-€77M) penalizado por alterações regulatórias em Portugal e em Espanha e por uma deterioração do mercado. As alterações regulatórias incluem: i) o corte da garantia de potência e da remuneração das actividades reguladas (-€34M); ii) novos impostos em Espanha (-€81M); e iii) o fim das licenças gratuitas de CO₂ (-€41M). Em mercado, a redução da procura e queda dos preços grossistas afectaram as nossas CCGT. Este enquadramento adverso foi parcialmente compensado pela EDP através: i) de um aumento da produção hídrica (nova capacidade e condições climáticas favoráveis), permitindo a redução do custo médio de produção; ii) de uma adequada gestão do risco nos mercados energéticos; iii) de maiores volumes de electricidade comercializados a clientes finais; e iv) de um apertado controlo de custos, que permitiu que os custos operacionais⁽¹⁾ caíssem 1% nos 9M13.

Os custos operacionais⁽¹⁾ do Grupo EDP aumentaram 1%, para €1.164M nos 9M13, dando continuidade à execução do programa de eficiência corporativa OPEX III (as metas deste programa foram antecipadas de 2014 para 2013). **Os outros custos operacionais líquidos** aumentaram €50M nos 9M13, incluindo: i) €81M de novos impostos em Espanha; ii) €29M de penalidades por indisponibilidade da central Pecém I; iii) uma mais-valia de €56M com a venda de activos de gás em Espanha; e iv) +€13M com ganhos na venda de imobiliário no Brasil.

O EBIT nos 9M13 manteve-se estável nos €1.673M, já que o aumento do EBITDA foi anulado por maiores amortizações, reflexo: i) da entrada em operação de nova capacidade – eólica e solar (382MW), hídrica em Portugal (+257MW) e carvão no Brasil (+360MW); bem como ii) do encerramento da central a fuelóleo de Setúbal (946MW). Os **resultados financeiros**, estáveis nos -€515M, reflectem uma subida de 3% na dívida líquida média, +30bps no custo médio da dívida para 4,3% nos 9M13, e uma melhoria de resultados cambiais face aos 9M12. Os **impostos** ascenderam a €242M (taxa efectiva de 20% nos 9M13) incluindo impactos não-recorrentes em Espanha. Os **interesses não controláveis** subiram 29%, reflectindo maiores resultados líquidos nas nossas subsidiárias EDPR e EDP Brasil. **O resultado líquido da EDP dos 9M13 fixou-se nos €792M, praticamente inalterado face ao mesmo período do ano passado.**

O investimento operacional nos 9M13 caiu 3% para €1.166M, líquido de €91M recebidos de subsídios federais a investimentos em energia eólica nos EUA. Excluindo este impacto, o investimento subiu 5% para €1.257M, reflectindo investimentos em nova capacidade hídrica em Portugal e no Brasil, e eólica fora da Península Ibérica. A EDP espera que o investimento operacional do Grupo seja de €2MM em 2013, baixando para €1,7MM em 2014 e €1,5MM em 2015. Esta redução de investimento nos próximos anos dará um contributo positivo para os objectivos de redução dos níveis de endividamento no período 2013-2015.

A **dívida líquida baixou €0,1MM** face a Dez-12, para €18,1MM a Set-13, em linha com os objectivos definidos, o que resultou: i) do recebimento de €1MM no 1S13 com a execução de operações de securitização de défices tarifários; e ii) do encaixe de €0,6MM no 1S13 com a venda de activos; que mais do que compensaram: iii) o aumento dos recebíveis regulatórios (+€1,3MM vs. Dez-12); iv) o investimento de expansão (€0,7MM); e v) o pagamento do dividendo anual de 2012 (€0,7MM). A Out-13, a EDP detinha uma **posição de liquidez financeira (caixa e de linhas de crédito disponíveis)** de €5,05MM que cobre as suas necessidades de refinanciamento da EDP até ao 1T15.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSEs + Custos Pessoal + Custos benef. Sociais) + Outros custos oper. (Liq.); (2) Deprec. e amortizações líquidas de compensação de amortizações de activos subsidiados

(3) Líquidos dos recebimentos futuros relacionados a act. regulada; (4) Brasil: os recebimentos futuros da actividade regulada não estão contabilizados na Posição Financeira do Grupo.

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.	1T12	2T12	3T12	4T12	1T13	2T13	3T13	4T13	3T13 YoY		3T13 QoQ		
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.	
Produção Contratada LP	544	608	-11%	-65	197	205	206	194	196	177	171	-	-	-17%	-35	-3%	-5
Actividades Liberalizadas	280	280	0%	-1	95	88	98	36	112	122	46	-	-	-53%	-52	-62%	-76
Redes Reguladas P. Ibérica	772	809	-5%	-37	275	245	289	248	290	233	250	-	-	-14%	-39	8%	17
Eólico e Solar	708	675	5%	+33	263	240	171	263	327	233	148	-	-	-14%	-24	-37%	-86
Brasil	497	397	25%	+100	177	121	99	137	150	122	225	-	-	126%	126	84%	103
Outros	(2)	(28)	92%	+25	(4)	(17)	(7)	8	(2)	(2)	2	-	-	-	9	-	4
Consolidado	2.799	2.742	2%	+57	1.003	882	857	886	1.072	885	842	-	-	-2%	-15	-5%	-43

O EBITDA consolidado subiu 2% (+€57M), para €2.799M nos 9M13. A subida de EBITDA foi impulsionada pelas operações no Brasil (+€100M), ampliada pela recuperação de significativos desvios tarifários passados, e pela actividade eólica (+€33M suportados por nova capacidade em operação). Por sua vez, o EBITDA das actividades contratadas de LP (-€65M vs. 9M12) reflectiu o descomissionamento da central a fuel óleo de Setúbal. O EBITDA das Redes reguladas (-€37M vs. 9M12) foi afectado pela descida na taxa de retorno sobre RAB na distribuição de electricidade em Portugal motivado pela descida de CDS a 5 anos de Portugal. As Actividades Liberalizadas ficaram estáveis, na medida em que os fortes resultados obtidos na gestão de energia e os elevados recursos hídricos, ambos no 1S13, foram compensados pelo fim das licenças gratuitas de CO₂ (-€41M), menores proveitos de garantia de potência (-€28M) e pelos impostos sobre a produção de electricidade em Espanha (€48M nos 9M13). O impacto cambial nos 9M13 ascendeu a -€77M, reflectindo uma depreciação de 12% do BRL face ao Euro e de 3% do USD face ao Euro. Ajustado do impacto cambial, o EBITDA cresceu 5% no período.

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA (19% do EBITDA) – O EBITDA caiu 11% para €544M nos 9M13, dado que o impacto da produção mini-hídrica mais elevada, justificada pela pluviosidade acentuada nos 9M13 (em especial no 1S13) vs. um 9M12 muito seco (€+31M vs. 9M12), foi mais do que compensada pelo fim do CAE da central a fuelóleo de Setúbal em Dez-12 (€78M nos 9M12), pelo impacto líquido da venda da unidade de cogeração Soporgen (-€7M) e por um resultado com CO₂ inferior (-€10M vs. 9M12).

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA (10% do EBITDA) – O EBITDA manteve-se estável nos €280M nos 9M13, reflectindo o impacto misto de: (i) desenvolvimentos regulatórios adversos, designadamente novos impostos sobre a produção em Espanha (€48M nos 9M13) e um proveito com garantia de potência inferior (-€19M em Portugal decorrente da interrupção de pagamento e -€4M em Espanha); (ii) deterioração de condições de mercado e, por conseguinte, da rentabilidade das centrais térmicas, com baixo nível de utilização; (iii) produção hídrica de +1,5x suportada por nova capacidade em operação e por um tempo chuvoso no período (em especial no 1S13) vs. tempo seco nos 9M12, o que proporcionou uma queda de 23% no custo médio de produção; (iv) redução de 11% no custo médio de compras de electricidade no mercado grossista reflexo de uma gestão de energia adequada e de preço mais baixo na pool; e (v) aumento de 2% no volume de vendas a clientes na P. Ibérica e a um preço 2% mais alto.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (28% do EBITDA) - O EBITDA desceu 5% vs 9M12, para €772M nos 9M13, essencialmente suportado por proveitos regulados inferiores, designadamente na distribuição de electricidade em Portugal, devido à redução da taxa esperada de retorno sobre os activos: -€34M reflexo de uma taxa de RoRAB de 8,56% nos 9M13 vs. 10,05% nos 9M12, em linha com a queda dos CDS da República Portuguesa a 5 anos. Adicionalmente, a aplicação da Lei 9/2013 em Espanha a partir do 3T13 resultou num impacto de -€7M no EBITDA da distribuição de electricidade em Espanha.

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (25% do EBITDA) - O EBITDA da EDPR subiu 5% nos 9M13 (+€33M) para €708M nos 9M13 impulsionado por uma produção 7% mais alta, penalizado pelos novos impostos sobre a produção em Espanha (€25M). A expansão da produção foi suportada por nova capacidade em operação (+382MW) e um factor médio de utilização estável, em 29%. O preço médio de venda subiu 1% para €64,5/MWh. O EBITDA nos 9M13 incluiu um **item não-recorrente** relativo à redução de um CAE nos EUA no montante de €14M (contabilizado no 1T13). Excluindo este impacto, o EBITDA subiu 3% (+€20M). O impacto cambial foi negativo em €9M, resultante de uma depreciação do USD face ao Euro em 3%.

BRASIL (18% do EBITDA) - A contribuição da EDPB para o EBITDA do grupo EDP subiu 25% (+€100M) vs. 9M12, para €497M nos 9M13, suportado por uma forte subida do EBITDA em moeda local e pelo impacto cambial desfavorável: -€68M decorrente da depreciação de 12% do Real Brasileiro em relação ao Euro. Em moeda local, o EBITDA aumentou 42% (+R\$413M) para R\$1.389M nos 9M13, impulsionado pela actividade de distribuição. O EBITDA da distribuição, que subiu 125% (+R\$445M), beneficiou, através de contribuições da CDE recebidas nos 9M13, da recuperação de desvios tarifários negativos superiores. O EBITDA da geração e comercialização caiu 4% (-R\$27M): apesar do seu contributo positivo para o EBITDA do 3T13 (+R\$20M), Pecém I mantém ainda um EBITDA negativo nos 9M13 (R\$84M nos 9M13 vs. R\$28M nos 9M12). Excluindo os desvios tarifários negativos, as contribuições da CDE, o impacto negativo de Pecém I e ganhos não recorrentes com a venda de edifícios, o EBITDA ajustado aumentou 8% no período.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.	1T13	2T13	3T13	4T13	3T13 QoQ		
									Δ %	Δ Abs.	
EBITDA	2.799	2.742	2%	57	1.072	885	842			-5%	-43
Provisões	40	3	-	37	9	27	3			-88%	-24
Amortizações	1.106	1.080	2%	26	360	359	387			8%	28
Compensação de amortizações	(20)	(19)	-5%	-1	(7)	(7)	(6)			5%	0
EBIT	1.673	1.679	0%	-5	709	505	459			-9%	-46
Juros financeiros líquidos	(613)	(520)	-18%	-94	(195)	(205)	(213)			-4%	-8
Custos financeiros capitalizados	101	106	-5%	-5	35	34	32			-5%	-2
Diferenças de câmbio e Derivados	(4)	(39)	90%	35	12	(32)	16			-	47
Rendimentos de particip. de capital	5	5	-3%	-0	0	4	1			-72%	-3
Unwinding c/ resp. pensões e actos médicos	(53)	(69)	23%	16	(18)	(18)	(17)			3%	1
Outros ganhos e perdas financeiros	49	1	-	49	6	44	(0)			-	-44
Resultados Financeiros	(515)	(516)	0%	1	(160)	(173)	(182)			-5%	-9
Ganhos/(Perdas) em Associadas	25	17	41%	7	8	11	6			-46%	-5
Ganhos/(Perdas) Alienação Activos Financeiros	0	3	-	-3	0	0	(0)			-	-0
Resultados Antes de Impostos	1.183	1.183	0%	-0	557	343	283			-18%	-60
IRC e Impostos diferidos	242	273	-11%	-31	149	41	52			26%	11
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>20%</i>	<i>23%</i>	<i>-</i>	<i>-2,6 pp</i>	<i>27%</i>	<i>12%</i>	<i>18%</i>			<i>53%</i>	<i>6,4 pp</i>
EDP Renováveis	45	28	62%	17	34	15	(4)			-	-19
Energias do Brasil	97	80	22%	18	38	16	44			181%	28
Outros	6	8	-22%	-2	2	3	2			-38%	-1
Interesses Minoritários	149	116	29%	33	74	33	42			25%	8
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	792	795	0%	-2	335	268	189			-30%	-79

As **provisões** nos 9M13 ascenderam a €40M reflectindo essencialmente €27M contabilizados no 2T13, principalmente relacionados com contingências laborais relativas a remunerações no Brasil e com provisões relativas a litígios e outros em Espanha.

As **amortizações líquidas** (da compensação pelos activos subsidiados) aumentaram 2% para €1.086M nos 9M13 suportado por: (i) +€7M ao nível da EDP Renováveis devido ao comissionamento de nova capacidade, (ii) +€35M no seguimento da entrada em operação da central a carvão de Pecém I no Brasil e devido a amortização acelerada não recorrentes em alguns activos de distribuição e (iii) um novo aproveitamento hídrico em Portugal. Estes impactos foram compensados pelo descomissionamento da central de Setúbal e pela venda da central de cogeração da Soporgen (efeito combinado de -€15M) e de menores horas de funcionamento nas nossas centrais a carvão em Espanha (-€10M).

Nos 9M13 os **custos financeiros líquidos** mantiveram-se estáveis nos €515M. Os **juros financeiros líquidos** suportados subiram 18% para €613M nos 9M13 reflectindo a subida em 3% da dívida líquida média e também da subida do custo médio da dívida de 4,0% nos 9M12 para 4,3% nos 9M13. As **diferenças de câmbio e derivados** nos 9M13 totalizaram €4M relacionadas sobretudo com resultados com energia e *commodities*. **Unwinding c/ resp. pensões e actos médicos**

alcançou os €53M nos 9M13 suportado por uma menor taxa de actualização das responsabilidades.

Os **outros ganhos e perdas financeiros** atingiram €49M nos 9M13, reflectindo um ganho de €40M com as transacções de securitizações tarifárias no 2T13.

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram €25M nos 9M13 essencialmente devido a uma maior contribuição das nossas participações na ENEOP Portugal (+€5M) e CEM em Macau (+€1M).

O **imposto sobre o rendimento** ascendeu a €242M nos 9M13, incluindo um impacto positivo não recorrente de €80M em Espanha contabilizado no 2T13 dos quais €132M estão relacionados com uma reavaliação fiscal da base de activos suportada pela Lei 16/2012

Os **interesses não controláveis** aumentaram 29% para €149M nos 9M13, devido ao aumento dos lucros ao nível da EDP Renováveis e EDP Brasil e ao impacto da venda de interesses não controláveis em parques eólicos à Borealis no 4T12 e à CTG no 2T13.

Em suma, o **lucro líquido atribuível a accionistas da EDP** ficou estável nos €792M nos 9M13.

Investimento Operacional



Invest. Operacional (€ M)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Prod. contratada (P. Ibérica)	36	29	27%	+8
Liberalizado (P. Ibérica)	404	363	11%	+41
Redes reguladas (P. Ibérica)	246	264	-7%	-18
Eólico & Solar	142	263	-46%	-121
Brasil	309	254	22%	+55
Outros	27	24	13%	+3
Grupo EDP	1.166	1.197	-3%	-32
Expansão	743	752	-1%	-9
Manutenção	422	446	-5%	-23

	1T12	2T12	3T12	4T12	1T13	2T13	3T13	4T13
	8	10	11	15	11	11	15	-
	86	122	156	161	139	123	143	-
	82	103	80	139	71	89	85	-
	55	54	154	343	(53)	65	131	-
	89	70	95	135	70	92	146	-
	6	6	12	20	7	10	11	-
	325	365	507	813	245	391	530	-
	189	213	350	567	129	241	374	-
	136	152	158	246	116	150	157	-



Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 9M13	Invest. Acumulado (1)
Hídricas Portugal	1.468	352	1.149
Eólico e Solar (2)	285	104	406
Hídrica Brasil	592	182	302
Total	2.346	637	1.857

O **investimento operacional consolidado** totalizou €1.166M nos 9M13, ficando 3% abaixo dos 9M12. Em Jan-13, a EDP Renováveis ('EDPR') recebeu um 'cash-grant' (subsídio ao investimento) nos EUA de €91M relativo ao parque eólico de Marble River (instalado no 4T12). Excluindo este impacto, o investimento subiu 5%, para €1.257M nos 9M13, devido a um aumento de 10% do investimento de expansão, fruto do investimento em nova capacidade hídrica em Portugal e no Brasil. O investimento de manutenção caiu 5%, para €422M nos 9M13, devido a menores necessidades de investimento nas redes reguladas na Península Ibérica.

O investimento em **nova capacidade hídrica em Portugal** totalizou €380M nos 9M13, maioritariamente alocado à construção/repotenciação de 5 projectos hídricos: 172MW com arranque previsto no 4T14, 81MW com arranque previsto no 4T14, 963MW com arranque previsto no 2S15 e 252MW com arranque previsto no 2S16.

O investimento em **nova capacidade eólica e solar**, ao nível da EDPR, totalizou €142M, ou €234M excluindo o 'cash-grant' de €91M recebido em Jan-13, tendo sido maioritariamente alocado à capacidade adicionada nos 9M13 (+130MW na Polónia, +28MW eólicos na Roménia, 12MW de solar na Roménia e +4MW em Portugal) e aos 285MW de capacidade em construção: 132MW na Roménia, 60MW na Polónia, 30MW em Itália, 20MW em França e 14MW na Bélgica.

No **Brasil**, o investimento totalizou €309M nos 9M13, maioritariamente dedicado a nova capacidade de produção (72%): €40M investido em Pecém I, a nossa central a carvão de 360MW, cujo comissionamento foi completado no 2T13, e €182M dedicados a 2 novas centrais hídricas, designadamente Jari (373MW com arranque previsto em Jan-15) e Cachoeira-Caldeirão (219MW com arranque previsto em Jan-17).

Os **desinvestimentos líquidos** ascenderam a €365M nos 9M13. O desinvestimento inclui: (i) €258M relativos à conclusão da venda à CTG, em Jun-13, de uma participação de 49% no capital da EDPR Portugal (acordada em Dez-12, no âmbito da parceria estratégica existente) – de notar que o acordo foi concluído por €369M, incluindo suprimentos; (ii) €245M relacionado com a venda dos activos de transmissão de gás em Espanha; e (iii) €10M relativos à venda de uma participação de 82% na Soporgen, uma unidade de cogeração em Portugal. O investimento financeiro refere-se essencialmente ao pagamento de uma participação de 5% na Naturgas no 2T13 (€96M), em linha com o acordo realizado em 2010 com o Ente Vasco de Energia, e a taxas de sucesso relacionadas com o desenvolvimento da nossa actividade eólica.

Em síntese, a EDP investiu até agora €1,9MM em 2,3GW de nova capacidade de produção em construção. Em perspectiva, a EDP planeia um investimento operacional total perto de €2,0MM em 2013. Em perspectiva, a EDP prevê investir c€2MM em 2013, c€1,7MM em 2014 e c€1,5MM em 2015.

Principais Investimentos Líquidos (€ M)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	150	65	132%	+85
Perímetro consolidação EDPR	46	22	104%	+23
Activos de gas	96	-	-	+96
Projecto hídrico Jari (Brasil)	-	39	-	-39
Outros	8	3	149%	+5
Desinvestimentos	515	9	-	+506
Perímetro consolidação EDPR	2	7	-77%	-5
Activos de gás (Espanha)	245	-	-	+245
EDPR Portugal (49%)	258	-	-	+258
Outros	10	2	343%	+8
Total	(365)	56	-	-421

(1) Investimento acumulado líquido de dívidas a fornecedores; (2) Investimento acumulado inclui capacidade em construção & desenvolvimento.

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.799	2.742	2%	+57
Imposto corrente	(253)	(139)	-81%	-113
Juros financeiros líquidos	(613)	(520)	-18%	-94
Resultados de associadas e dividendos	30	23	31%	+7
Outros ajustamentos	(74)	(65)	-12%	-8
FFO	1.889	2.041	-7%	-152
Juros financeiros líquidos	613	520	18%	+94
Resultados e dividendos de associadas	(30)	(23)	-31%	-7
Investimento em fundo de maneio	(63)	(1.166)	95%	+1.104
Recebimentos futuros da actividade regulada (1)	(342)	(942)	64%	+600
Outros	280	(224)	-	+504
Fluxo das Actividades Operacionais	2.410	1.371	76%	+1.039
Investimento operacional de expansão	(743)	(752)	1%	+9
Investimento operacional em melhorias	(422)	(446)	5%	+23
Var. de fundo maneio de fornecedores de imobilizado	(422)	(313)	-35%	-109
Cash Flow Operacional Líquido	822	(139)	-	+962
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	365	(56)	-	+421
Juros financeiros líquidos pagos	(572)	(514)	-11%	-59
Dividendos recebidos	19	19	2%	+0
Dividendos pagos	(801)	(780)	-3%	-21
Recebimentos/(pagamentos) de parceiros instit. nos EUA	(31)	(11)	-175%	-20
Variações cambiais	259	118	120%	+141
Outras variações não operacionais	77	62	25%	+15
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	137	(1.302)	-	+1.439

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	10.940	10.926	0%	+14
Recebimentos por securitização dos ajust. tarifários	1.008	168	500%	+840
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(8.939)	(9.362)	5%	+423
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(419)	(291)	-44%	-128
Fluxo gerado pelas operações	2.590	1.441	80%	+1.149
Receb./ (pagamentos) de imposto sobre o rendimento	(180)	(70)	-	-110
Fluxo das Actividades Operacionais	2.410	1.371	76%	+1.039
Fluxo das Actividades de Investimento	(1.483)	(1.477)	0%	-6
Fluxo das Actividades de Financiamento	(770)	604	-	-1.374
Varição de caixa e seus equivalentes	157	498	-69%	-341
Efeito das diferenças de câmbio	(27)	(22)	-25%	-5

O FFO caiu 7% no período para €1.889M nos 9M13, reflectindo: i) um aumento de €113M do imposto corrente, essencialmente explicado pelo impacto da venda sem recurso do défice tarifário de electricidade em Portugal (€714M no 1S13); e ii) um aumento de €94M dos juros financeiros líquidos devido a um aumento da dívida líquida média (+€0,5MM) e a uma subida de 30pb do custo médio da dívida (4,3% nos 9M13); que não foram compensados pelo aumento de 2% do EBITDA (+€57M).

O fluxo das actividades operacionais subiu 76% (ou +€1.039M) para €2.410M nos 9M13. De notar que os recebimentos futuros da actividade regulada aumentaram €342M vs. Dez-12, reflectindo: i) +€302M das nossas actividades reguladas em Portugal, incluindo -€714M recebidos através de operações de securitização realizadas no 1S13; e ii) +€40M das nossas actividades em Espanha, incluindo -€249M de securitizados nos primeiros 6 meses do ano. Os outros investimentos em fundo de maneio, que totalizaram €280M nos 9M13, beneficiaram de uma redução dos inventários de carvão bem como de uma queda dos valores a receber, em parte compensadas por uma diminuição dos valores a pagar a fornecedores.

O investimento operacional de expansão aumentou 1% no período, ou €9M, para €743M nos 9M13, incluindo um 'cash-grant' de €91M recebido pela EDP Renováveis ('EDPR') nos EUA. Excluindo este impacto, o investimento operacional de expansão aumentou 10%, fruto dos trabalhos em curso na construção de nova capacidade hídrica em Portugal e no Brasil. De notar que a **variação de fundo de maneio de fornecedores de imobilizado** está maioritariamente relacionada com as actividades de construção e desenvolvimento de projectos de energia renovável ao nível da EDPR.

Os desinvestimentos (líquidos) totalizaram €365M nos 9M13, reflectindo principalmente: i) a venda de activos de transmissão de gás em Espanha (€245M); e ii) a conclusão da venda à CTG de uma participação de 49% na EDPR Portugal (€258M); parcialmente compensados pelo pagamento de uma participação de 5% na Naturgas no 2T13 (€96M).

No dia 23 de Maio de 2013, a EDP procedeu ao pagamento do dividendo anual no montante de €671M (ou €0.185/acção, estável em relação ao ano anterior). De notar que o montante de €801M de dividendos pagos nos 9M13 inclui também os montantes pagos aos interesses não controláveis, essencialmente ao nível da EDP Brasil.

Os €259M de impacto positivo na dívida líquida relativo a **variações cambiais** reflectem essencialmente a depreciação do Dólar Americano (-2%) e do Real Brasileiro (-11%) face ao Euro, entre Dez-12 e Set-13.

A rubrica de outras variações não operacionais inclui €111M relativos à compra por parte da CTG de 25% dos suprimentos da EDPR Portugal (operação concluída em Jun-13).

Em conclusão, a **dívida líquida** diminuiu €0,1MM vs. Dez-12 para €18,1MM a Set-13.

Em perspectiva, considerando as operações de securitização realizadas pelo FADE em Out-13, a EDP irá encaixar c€230m de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha no 4T13.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Set. vs. Dez.		
	Set-13	Dez-12	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	20.619	20.905	-286
Activos intangíveis	6.216	6.542	-326
Goodwill	3.303	3.318	-15
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	368	587	-219
Impostos, correntes e diferidos	688	776	-88
Inventários	243	378	-135
Clientes, líquido	1.892	2.377	-485
Outros activos, líquido	6.158	5.620	538
Depósitos colaterais	489	428	61
Caixa e equivalentes de caixa	1.825	1.695	130
Total do Activo	41.801	42.628	-827
Capital Próprio (€ M)	Set-13	Dez-12	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.383	8.192	191
Interesses não controláveis	3.135	3.239	-104
Total do Capital Próprio	11.518	11.432	86
Passivo (€M)	Set-13	Dez-12	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	20.486	20.523	-37
<i>Médio e longo prazo</i>	<i>15.036</i>	<i>16.716</i>	<i>-1.680</i>
<i>Curto prazo</i>	<i>5.451</i>	<i>3.808</i>	<i>1.643</i>
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.838	1.933	-96
Parcerias institucionais, eólico EUA	1.568	1.680	-111
Provisões	404	383	22
Impostos, correntes e diferidos	1.466	1.320	147
Outros passivos, líquido	4.520	5.357	-838
Total do Passivo	30.283	31.196	-913
Total do Capital Próprio e Passivo	41.801	42.628	-827
Benefícios aos Empregados (€M) (1)	Set-13	Dez-12	Δ Abs.
Pensões (2)	841	939	-98
Actos médicos e outros	997	994	3
Benefícios aos Empregados	1.838	1.933	-96
Passivo com Investidores Institucionais (€ M)	Set-13	Dez-12	Δ Abs.
Parcerias Institucionais, Eólico EUA	1.568	1.680	-111
(-) Proveitos diferidos	694	738	-44
Passivo com Investidores Institucionais	875	942	-67
Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Set-13	Dez-12	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	1.914	1.543	371
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	585	654	-69
Espanha	464	424	40
Brasil (4)	26	89	-63
Receb. Futuros da Actividade Regulada	2.989	2.710	279

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €0,6MM vs. Dez-12 para €26,8MM a Set-13, reflectindo essencialmente: i) +€1,2MM de investimento operacional no período; ii) -€1,1MM de amortizações no mesmo período; iii) um impacto líquido de -€0,6MM ligado à depreciação do Real Brasileiro (-11%), do Zloty Polonês (-4%) e do Dólar Americano (-2%) face ao Euro; iv) um impacto líquido de -€0,1MM suportado pelo consumo e entregas de licenças de CO2 no período. A Set-13, existiam €3,4MM de imobilizado em curso (13% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis), relacionados com investimentos já realizados em redes reguladas, em centrais eléctricas, no desenvolvimento de parques eólicos, em equipamentos ou em direitos de concessão que ainda não estão em operação.

O valor contabilístico dos **investimentos financeiros e activos detidos para venda** totalizava €368M a Set-13, incluindo essencialmente as nossas participações financeiras na ENEOP (40%), CEM (21%), REN (3,5%) e BCP (2,0%). De notar que a Dez-12, esta rubrica incluía €0,2MM relativos à nossa rede de transmissão de gás em Espanha (vendida em Fev-13).

Os **impostos activos líquidos dos passivos, correntes e diferidos**, caíram €0,2MM vs. Dez-12, devido a uma redução dos montantes de imposto sobre o valor acrescentado (IVA) a receber e a um aumento do montante de imposto sobre o rendimento colectivo (IRC) a pagar.

O montante de **inventários** caiu €0,1MM vs. Dez-12, na sequência de uma diminuição dos estoques de carvão.

A evolução observada da rubrica de **clientes (líquidos)** reflecte uma redução dos montantes a receber nas nossas subsidiárias no Brasil e em Espanha, EDP Brasil e EDP Espanha, suportada pelo pagamento de facturas relativas a anos anteriores, bem como uma redução dos montantes a pagar na EDP Serviço Universal, comercializadora de ultimo recurso em Portugal, parcialmente explicada pelo processo de liberalização em curso.

O montante de **outros activos (líquidos)** aumentou €0,5MM vs. Dez-12 para €6,2MM a Set-13, reflectindo essencialmente: i) um aumento de €0,3MM do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro em Portugal; e ii) um aumento de €0,1MM do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro em Espanha. De notar que estes montantes estão líquidos do impacto das securitizações realizadas no período (-€1,0MM em Portugal e Espanha).

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** aumentou €279M vs. Dez-12 para €2.989M a Set-13, reflectindo: i) um aumento de €302M do montante originado em Portugal; ii) um aumento de €40M do montante proveniente de Espanha; e iii) uma redução de €63M do montante originado pela nossa actividade no Brasil.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** subiram €0,2MM vs. Dez-12 para €8,4MM a Set-13, traduzindo essencialmente €792M de resultado líquido gerado no período e o pagamento de €671M relativos ao dividendo anual. Adicionalmente, as diferenças cambiais tiveram um impacto negativo de €100M no montante de capitais próprios atribuíveis aos accionistas, que foi compensado por ganhos de montante equivalente reconhecido ao nível das reservas.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** (bruto, antes de impostos diferidos) caiu €0,1MM vs. Dez-12, para €1,8MM a Set-13.

O **passivo relativo a parcerias institucionais**, relacionado com as nossas operações eólicas nos EUA, diminuiu €67M vs. Dez-12, para €875M a Set-13, devido ao recebimento, por parte dos parceiros institucionais, dos benefícios fiscais proporcionados pelos projectos. De notar que o referido montante está ajustado de proveitos diferidos, relacionados com os benefícios fiscais já atribuídos aos investidores institucionais e ainda por reconhecer na Demonstração de Resultados.

O montante de **outros passivos (líquidos)** caiu €0,8MM vs. Dez-12, reflexo de uma redução dos montantes a pagar a fornecedores de imobilizado e outros fornecedores.

(1) Bruto, antes de impostos diferidos; (2)Pensões incluem a provisão relativa a custos de programas de reestruturação de RH da EDPD (recuperados na tarifa); (3) Desvios tarifários a serem recuperados/(devolvidos) em anos subsequentes através das tarifas na distrib. e comerc. de último recurso de electr. e gás em Portugal

(4) Brasil: os recebimentos futuros da actividade regulada não estão contabilizados na Posição Financeira do Grupo.

Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)

	Set-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	17.373	17.419	0%	-46
EDP Produção & Outros	202	238	-15%	-36
EDP Renováveis	903	912	-1%	-9
EDP Brasil	1.692	1.508	12%	185

Dívida Financeira Nominal

	Set-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
Juros da dívida a liquidar	290	332	-13%	-41
"Fair Value"(cobertura dívida)	26	115	-77%	-89
Derivados associados com dívida (2)	(72)	(166)	57%	94
Depósitos colaterais associados com dívida	(489)	(428)	-14%	-61

Dívida Financeira

	Set-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
Caixa e Equivalentes	1.825	1.695	8%	130
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	1.179	1.238	-5%	-59
EDP Renováveis	324	246	32%	78
EDP Brasil	322	212	52%	110
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	5	0	-	4

Dívida Líquida do Grupo EDP

	Set-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
Dívida Líquida do Grupo EDP	18.096	18.233	-1%	-137

Linhas de Crédito em Set-13 (€M)

	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	2.000	21	2.000	Nov-15
Linhas Crédito Domésticas	159	8	159	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	150	1	150	Renovável
Total Credit Lines	2.309		2.309	

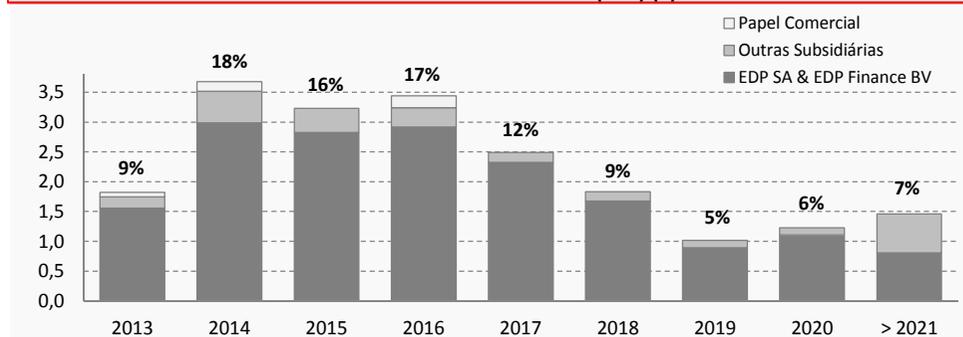
Ratings da Dívida

	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BB+/RW/N/B	Ba1/Neg/NP	BBB-/RW/N/F3
Último Relatório de Rating	20-09-2013	21-06-2013	16-07-2013

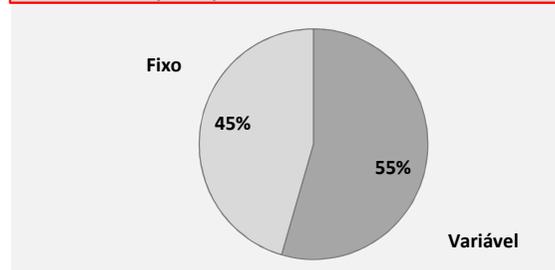
Rácios de Dívida

	Set-13	Dez-12
Dívida Líquida / EBITDA	4,8x	5,0x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	4,1x	4,3x

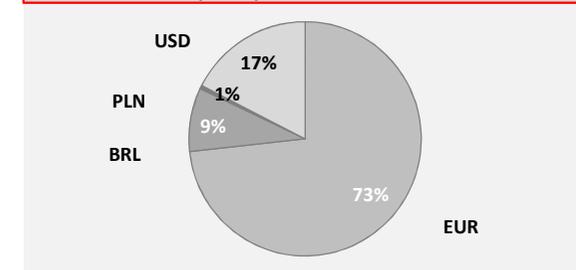
Maturidade da Dívida a Set-13 (€ M) (1)



Dívida por Tipo de Taxa de Juro - Set-13 (1)



Dívida por Tipo de moeda - Set-13 (1)



A **dívida financeira** da EDP é emitida essencialmente ao nível da "holding" (EDP S.A. e EDP Finance B.V.), através do mercado obrigacionista (público e privado) e de empréstimos bancários. Os investimentos e operações são financiados em moeda local para mitigar o risco cambial. A EDP Brasil autofinancia-se em moeda local e fundamentalmente sem recurso à EDP S.A. Outros financiamentos externos consistem essencialmente em estruturas de "project finance", maioritariamente realizadas por subsidiárias da EDP Renováveis ('EDPR'). A nossa dívida em USD é utilizada no financiamento de investimentos eólicos da EDPR nos EUA, sendo emitida ao nível da EDP S.A. e EDP Finance B.V. e depois emprestada internamente. A estratégia de financiamento da EDP visa manter o acesso a fontes diversificadas e garantir as necessidades de financiamento com 12 a 24 meses de antecedência. A EDP visa uma melhoria constante do fluxo de caixa gerado e dos seus rácios de crédito nos próximos anos. Em Set-13, a S&P colocou o rating "BB+" da EDP sob vigilância para revisão negativa, reflectindo a revisão realizada à República de Portugal. A S&P pretende resolver o rating da EDP depois de decidir o rating da República de Portugal, nos três meses subsequentes a esta acção de rating.

Em Jan-13, a EDP assinou um financiamento a 5 anos de €1,6MM com um conjunto de 16 bancos, a uma taxa de juro Euribor 3M + 400pb. Uma primeira parcela de €955M deste novo financiamento foi maioritariamente utilizada no pagamento antecipado de um financiamento de €925M na modalidade 'revolving' com vencimento em Abr-13, e os remanescentes €645M serão utilizados para refinaranciar outro financiamento de €1,1MM na modalidade 'revolving' a ser pago na data de vencimento em Nov-13. Em Mar-13, a EDP reembolsou uma emissão de €150M que pagava uma margem de 150pb acima da Euribor 6M. Em Set-13, a EDP emitiu obrigações no montante de €750M com uma maturidade de 7 anos e um cupão de 4,875%. Em Out-13, a EDP assinou um Papel Comercial com tomada firme no montante de €100M e emitiu através de oferta particular obrigações no montante de €150M com vencimento em Out-18.

No âmbito da parceria estratégica com a CTG, a EDPR concluiu em Jun-13 a venda de uma participação minoritária na EDPR Portugal por €369M (acordada em Dez-12). A parceria da EDP com a CTG inclui: i) um compromisso de financiamento por parte do China Development Bank, num montante de €2,0MM, dos quais €1,0MM já foram utilizados em Ago-12 (@ Euribor 6M + 480pb; 5 anos de maturidade); e ii) o investimento de €2MM (incluindo co-financiamento) por parte da CTG na compra de participações minoritárias em energia renovável em 2012-2015.

A Set-13, a maturidade média da dívida era de 3,7 anos (3,9 anos ajustada⁽³⁾). O peso taxa fixa na dívida do Grupo permaneceu estável vs. Jun-13 nos 45% a Set-13. No final de Set-13, o montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €5,05MM, incluindo os restantes €645M provenientes do mencionado financiamento em modalidade 'revolving' assinado em Jan-13, os referidos €100m de papel comercial assinados em Out-13 e a emissão obrigacionista de €150m realizada em Out-13. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento até ao 1T15.

(1) Valor Nominal; (2) Derivados relacionados com net investment e fair-value de cobertura de dívida; (3) Incluindo o impacto dos remanescentes €645M provenientes do mencionado financiamento em modalidade 'revolving' assinado em Jan-13.



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	9M13	9M12	Δ%	9M13	9M12	Δ%	9M13	9M12	Δ%
Hidroeléctrica	10,5	3,5	201%	27,4	13,8	99%	37,9	17,2	120%
Nuclear	-	-	-	43,8	47,0	-7%	43,8	47,0	-7%
Carvão	8,1	9,4	-14%	27,8	42,3	-34%	35,9	51,8	-31%
CCGT	1,1	4,7	-78%	17,5	29,4	-40%	18,5	34,1	-46%
Fuel/gas/diesel	(0,0)	0,0	-	-	-	-	(0,0)	0,0	-
Auto-consumo	-	-	-	(4,6)	(6,0)	-24%	(4,6)	(6,0)	-24%
(-) Bombagem	(1,1)	(0,9)	13%	(4,8)	(3,7)	30%	(5,8)	(4,6)	26%
Regime Convencional	18,6	16,7	12%	107,1	122,7	-13%	125,7	139,4	-10%
Eólica	8,4	7,1	18%	39,5	34,9	13%	47,9	42,0	14%
Outras	7,7	6,6	18%	44,3	41,1	8%	52,0	47,7	9%
Regime Especial	16,1	13,7	18%	83,8	76,1	10%	99,9	89,7	11%
Importação/(exportação)	1,8	6,3	-72%	(5,7)	(8,2)	-30%	(4,0)	(1,9)	110%
Consumo Referido à Emissão	36,5	36,7	-0,5%	185,2	190,6	-2,8%	221,7	227,3	-2,5%
Corrigido temperatura, dias úteis			-0,3%			-2,4%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	9M13	9M12	Δ%	9M13	9M12	Δ%	9M13	9M12	Δ%
Procura convencional	32,1	27,6	17%	202,3	202,8	0%	234,4	230,4	2%
Procura para produção electricidade	2,4	9,9	-76%	39,7	64,1	-38%	42,1	74,0	-43%
Procura Total	34,6	37,5	-8%	242,0	266,9	-9%	276,5	304,4	-9%

A procura de electricidade na P. Ibérica (P.I.) caiu 2,5% nos 9M13 no seguimento de quedas mais moderadas nos últimos 2 trimestres (-0,5% no 3T13, -2,8% no 2T13) vs. -4,0% no 1T13. Em Espanha (84% da P.I.), a procura recuou 2,8% nos 9M13 (-2,4% ajustada dos efeitos temperatura e dias úteis), devido à queda da produção industrial. Em Portugal (16% da P.I.), a procura desceu 0,5% nos 9M13 (-0,3% ajustada de temperatura e dias úteis), com crescimento da procura no 3T13 (+1,9%) contrastando com descidas nos anteriores 2 trimestres (-1,1% no 2T13, -2,2% no 1T13).

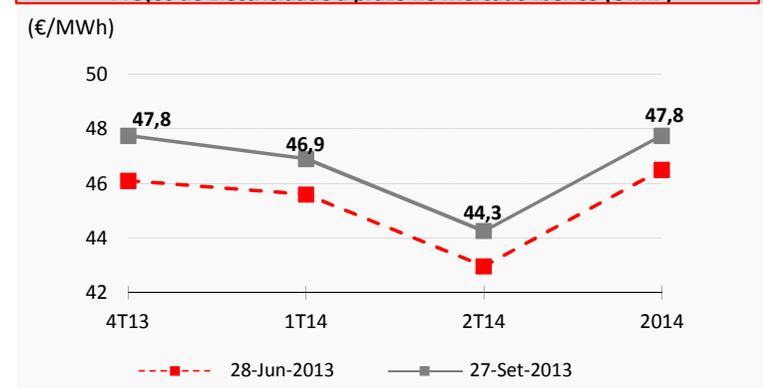
A capacidade instalada na P. I. manteve-se praticamente inalterada nos 9M13, dado que o aumento de 0,7GW em Espanha (sobretudo solar, cogeração e eólica) foi parcialmente anulado pela redução de 0,5GW em Portugal, uma vez que o encerramento de capacidade a fuelóleo e cogeração compensou nova capacidade hídrica e eólica). A produção eólica subiu 5,9TWh e a hídrica líquida de bombagem cresceu 19,4TWh, devido não apenas aos aumentos de capacidade mas sobretudo ao tempo ventoso e húmido que se fez sentir na P.I. no período, especialmente no 1S13 vs. condições particularmente desfavoráveis para a produção eólica e hídrica nos 9M12: coeficiente de hidraulicidade na P.I. acima de 1,23 nos 9M13 vs menos de 0,36 nos 9M12 e coeficiente de eolicidade em Portugal de 1,20 nos 9M13 vs. 1,05 nos 9M12. Dado que o consumo referido à emissão caiu 5,6TWh nos 9M13 vs. 9M12 e uma vez que os recursos hídricos e eólicos foram bastante elevados, a procura residual térmica reduziu-se em 31,4TWh, conduzindo à queda na produção baseada em carvão e gás de 31% e 46%, respectivamente. A produção nuclear desceu 7% devido aos trabalhos iniciais de descomissionamento da central de Garoña e também a algumas paragens. Portugal e a P.I. aumentaram as suas exportações líquidas em respectivamente 4,6 e 2,1TWh, fruto do tempo chuvoso e também de preços de electricidade mais elevados em França no 1T13.

O preço médio à vista em Espanha foi 15% inferior nos 9M13, fixando-se em €41,5/MWh (€50,0/MWh no 3T13, €34,2/MWh no 2T13 e €40,3/MWh no 1T13), €0,8/MWh superior à média de Portugal devido a um mix de produção mais barato neste último no seguimento do tempo húmido. O preço médio de CO₂ recuou 41%, para €4,4/ton. nos 9M13. O preço médio final da electricidade em Espanha situou-se €12/MWh acima do preço da pool fruto da contribuição de mercados de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

O consumo de gás na P.I. recuou 9% nos 9M13 face aos 9M12, pois uma queda de 43% no consumo de centrais a gás, devido a fracas níveis de utilização, mais do que compensou os 2% de aumento na procura convencional sobretudo em Portugal.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	9M13	9M12	Δ%
Hídrica	22,1	21,7	2%
Nuclear	7,0	7,5	-6,1%
Carvão	12,1	12,6	-4%
CCGT	28,8	28,8	0%
Fuel/gas/diesel	1,0	2,2	-56%
Regime Convencional	70,9	72,7	-2%
Eólica	27,3	26,4	3%
PRE's (outras)	20,6	19,5	5%
Regime Especial	47,9	45,9	4%
Total	118,8	118,6	0%

Preços de Electricidade a prazo no Mercado Ibérico (OMIP)



Factores Chave	9M13	9M12	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,23	0,35	251%
Espanha	1,26	0,36	250%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,20	1,05	14%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	40,7	49,6	-18%
Espanha	41,5	48,6	-15%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	53,8	59,8	-10%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton (1)	4,4	7,5	-41%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	80,6	93,9	-14%
Gás NBP, €/MWh (1)	27,4	24,3	13%
Brent, USD/Barril (1)	108,5	112,1	-3%
EUR/USD (1)	1,32	1,28	3%

Produção Contratada L.P. no Mercado Ibérico: CAE/CMEC e Reg. Especial



DR Operacional (€ M)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	771	899	-14%	-127
Receitas no mercado (i)	652	522	25%	+130
Desvio anual (ii)	93	353	-74%	-260
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	27	24	11%	+3
Custos Directos: CAE/CMEC	199	228	-12%	-28
Carvão	149	202	-26%	-53
Fuel	2	2	-28%	-1
CO2 e outros custos (líquidos)	49	23	109%	+25
Margem Bruta CAE/CMEC	572	671	-15%	-99
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	40	49	-17%	-8
Mini-hídricas	44	14	225%	+30
Margem Bruta Regime Especial	84	62	36%	+22
Custos Operacionais Líquidos (1)	112	125	-10%	-12
EBITDA	544	608	-11%	-65
Amortizações & provisões líquidas	130	151	-14%	-21
EBIT	414	457	-9%	-43
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	9	9	6%	+1
Empregados (#)	1.233	1.324	-7%	-91

CAE/CMEC: Dados-chave	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,06	1,04	2%	+0,0
Térmica	1,04	1,08	-3%	-0,0
Capacidade Instalada (MW)	5.274	6.221	-15%	-946
Hídrica (3)	4.094	4.094	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Fuelóleo	-	946	-	-946

Regime Especial: Dados-chave	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	1.429	1.634	-13%	-205
Mini-hídricas Portugal	456	147	209%	+308
Térmica em Portugal	493	876	-44%	-383
Térmica em Espanha	480	610	-21%	-130
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	97	91	6%	+5
Térmica em Portugal	29	29	2%	+1
Térmica em Espanha	54	38	40%	+16

Investimento Operacional (€M)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	34	23	47%	+11
Recorrente - Hídricas	13	15	-11%	-2
Recorrente - Térmicas	17	7	147%	+10
Não recorrentes (ambiental)	3	1	191%	+2
Regime Especial	3	6	-49%	-3
Expansão	0	0	-100%	-0
Manutenção	3	6	-49%	-3
Total	36	29	27%	+8

O EBITDA da produção contratada de L.P. caiu 11% para €544M nos 9M13, dado que a maior produção mini-hídrica devido ao tempo húmido no período (principalmente no 1S13) vs. 9M12 muito seco foi mais do que compensado por: (i) fim do CAE da central a fuelóleo de Setúbal em Dez-12 (EBITDA: +€78M nos 9M12), (ii) menores resultados com CO₂ (-€10M) e (iii) venda da central de cogeração da Soporgen que conduziu uma redução líquida de €7M (EBITDA 9M12: €9M, ganho obtido no 1T13: €2M).

A margem bruta de CAE/CMEC desceu €99M nos 9M13 para €572M, no seguimento de: (i) fim do CAE de Setúbal em Dez-12 (€84M nos 9M12); (ii) depreciação da base de activos e actualização à inflação negativa (impacto negativo de €15M nos 9M13) e (iii) custos com CO₂ acima dos actuais preços de mercado (-€8M nos 9M13 vs. +€2M nos 9M12).

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ("revisibilidade") ascendeu a €93M nos 9M13, fruto sobretudo dos baixos preços à vista no período, especialmente no 1S13 (revisibilidade no 3T13: -€24M). Este valor será recuperado nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso. As centrais hídricas registaram um desvio de €30M nos 9M13, uma vez que o efeito da produção 18% acima da referência do CMEC foi ultrapassado por preço médio realizado 24% abaixo da referência do CMEC. O desvio gerado nas centrais térmicas cifrou-se em €68M devido ao efeito conjunto de volumes 9% abaixo da referência do CMEC e uma margem média unitária 18% menor que a referência do CMEC.

As nossas centrais hídricas Bemposta I, Picote I e Miranda (804MW; 2,5TWh energia produzida num ano hídrico médio) irão terminar o seu CAE em Dez-13 sendo transferidas para o mercado liberalizado. Em 2012 estas centrais contribuíram com um EBITDA de €58M (€44M nos 9M13). Em Mai-12, o Governo Português anunciou um conjunto de medidas para o sector eléctrico, incluindo uma revisão em baixa nos CMEC, cujo montante médio de €13M/ano para o período de 2013 a 2027 está a ser contabilizado ao nível dos resultados financeiros.

A margem bruta no regime especial subiu €22M, para €84M nos 9M13, beneficiando de um aumento de 2,1x na produção mini-hídrica o que mais do que compensou a redução na térmica dada a venda da central de cogeração de 67MW da Soporgen em Jan-13 (€11M de margem bruta nos 9M12; €12M de EBITDA em 2012). Em Dez-13 a nossa central de cogeração de 44MW da Energín irá encerrar (307GWh de electricidade produzida e €0.2M de EBITDA gerado em 2012)

Em Jul-13, o Governo Espanhol aprovou o RDL9/2013 e submeteu à CNE um projecto de Decreto Real com o novo enquadramento regulatório a ser aplicável à remuneração das instalações em regime especial. Esta nova regulação não foi ainda aprovada e o texto do projecto não revela muito detalhe relativo ao novo esquema de remuneração.

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ caíram 10% (-€12M), para €112M nos 9M13, decorrente de: (i) custo não recorrente no 1S12 (€5M); (ii) ganho de €2M no 1T13 com a venda da Soporgen; (iii) redução de €11M nos custos operacionais reflectindo menor O&M devido ao encerramento de Setúbal e à venda da Soporgen, o que mais do que compensou o impacto dos impostos sobre a produção em Espanha (€8M nos 9M13). As amortizações líquidas e provisões caíram €21M para €130M, devido ao encerramento de Setúbal e à venda da Soporgen.

O investimento operacional na produção contratada de L.P. cifrou-se em €36M sendo quase totalmente dedicado a manutenção.

NOTA EXPLICATIVA DOS CAE/CMEC

Em Jul-07 os contratos de longo prazo que a EDP tinha com o sistema regulado de electricidade de Portugal (CAE) foram substituídos pelo sistema financeiro CMEC (Custo de Manutenção de Equilíbrio Contratual) para conciliar: (1) a preservação do VAL dos CAE, baseado num retorno real antes de impostos de 8,5% sobre activos, e uma margem bruta contratada estável nos próximos 10 anos e (2) a necessidade de aumentar a liquidez do mercado grossista ibérico de electricidade. Ao nível de resultados, a margem bruta total resultante do novo sistema CMEC deverá manter o perfil dos antigos CAE nos próximos 10 anos.

Em relação ao detalhe da margem bruta em CAE/CMEC existem 4 componentes:

(i) Receitas em Mercado, resultante das vendas de electricidade em mercado, incluindo serviços de sistema e garantia de potência;

(ii) Desvio Anual ("revisibilidade"), equivalente à diferença entre os pressupostos iniciais dos CMECs (outputs, preços de mercado e custos de combustíveis) e os valores verificados. Este desvio é pago/recebido através das tarifas até dois anos após a ocorrência.

(iii) Acréscimo de proveitos CAE/CMEC, reflectindo as diferenças no período, em termos de cash-flow, entre CAE e CMEC, conforme assumido no início do sistema (Julho de 2007).

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.)

(2) Inclui €11M de ganhos realizados nos 9M13 e €7M de ganhos nos 9M12; (3) Inclui Agueira e Raiva (360MW), cuja gestão foi cedida à Iberdrola Generación por um período de 5 anos, a partir de Abr-09.

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	665	605	10%	+61
Produção de electricidade	417	334	25%	+83
Portugal	130	87	50%	+44
Espanha	291	243	20%	+48
Ajustamentos	(4)	4	-	-8
Comercialização de electricidade	223	236	-6%	-14
Comercialização de gás	42	45	-6%	-2
Ajustamentos	(17)	(10)	67%	-7
Custos Operacionais Líquidos (1)	385	324	19%	+61
EBITDA	280	280	0%	-1
Provisões	18	(2)	-	+20
Depreciações e amortizações líquidas	182	193	-6%	-11
EBIT	79	89	-11%	-10

Performance Electricidade	9M13	9M12	Δ%	9M13	9M12	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		
Produção Electricidade (4)	9.011	8.975	0%	32,5	42,0	-23%
Compras de Electricidade	24.244	23.558	3%	48,5	54,5	-11%
Fontes de Electricidade	33.255	32.532	2%	44,2	51,1	-13%

	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (3)		
Perdas na Rede	315	562	-44%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - Retalho	23.404	22.683	3%	62,7	61,5	2%
Mercado Grossista	9.536	9.287	3%	59,2	68,4	-13%
Destinos de Electricidade	33.255	32.532	2%	61,1	62,4	-2%

Margem Bruta Electricidade (€ M)	9M13	9M12	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	16,9	11,3	49%	+6
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (5)	(2,8)	(1,1)	-166%	-2
Margem Unitária (€/MWh)	14,0	10,2	37%	+4
Volume Total (TWh)	33,3	32,5	2%	+1
Fontes & Destinos Electricidade	467	333	40%	+133
Serviços Comerciais Partilhados (6)	164	165	-1%	-1
Outros (7)	9	72	-87%	-63
Total	639,8	570,0	12%	+70

Destinos de Gás (TWh)	9M13	9M12	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	4,8	10,2	-53%	-5,4
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre (8)	23,6	22,8	4%	+0,8
Total	28,4	32,9	-14%	-4,5

O EBITDA das actividades liberalizadas manteve-se estável nos €280M nos 9M13, apesar do ambiente regulatório e de mercado adverso, incluindo: (i) novos impostos sobre a produção em Espanha no valor de €48M nos 9M13; (ii) não recebimento de garantia de potência em Portugal nos 9M13 vs €19M nos 9M12 e redução de €8M em Espanha (dos quais €4M devido à nova regulação) e (iii) deterioração das condições de mercado nomeadamente para a rentabilidade das centrais térmicas devido a reduzidos níveis de utilização. Estes impactos negativos foram anulados por (i) volumes hídricos da EDP de +1,5x devido ao tempo chuvoso no período, especialmente no 1S13 vs tempo seco nos 9M12 e pelo início das operações de nova hídrica em Portugal, permitindo a descida em 23% no custo médio da produção; (ii) redução de 11% nos custos médios de compras de electricidade nos mercados grossistas devido a uma gestão de energia adequada e a condições climáticas diferentes nos 9M13 vs 9M12 e (iii) aumento de 3% nos volumes de venda a clientes retalhistas na Pen. Ibérica a um preço mais alto em 2%.

A margem bruta no negócio de electricidade aumentou 12% para €640M nos 9M13, baseado num aumento na margem média unitária que subiu de €10,2/MWh nos 9M12 para €14,0/MWh nos 9M13.

Margens (2)(3): A margem média alcançada melhorou em €4/MWh para €14,0/MWh nos 9M13. O custo médio da electricidade vendida desceu 13% fruto dos efeitos conjugados de custos de produção mais reduzidos (-23%) devido à maior produção hídrica e de compras de electricidade mais baratas (-11%). O preço médio da electricidade vendida desceu 2% no seguimento da queda de 13% nos preços no mercado grossista reflectindo a descida dos preços no mercado à vista.

Volumes: O volume vendido desceu 2% para 33.3TWh nos 9M13, dados os aumentos nos volumes vendidos a clientes retalhistas e nos mercados grossistas. A nossa produção (líquida de bombagem) satisfaz 39% do total das vendas a clientes retalhistas tendo-se mantendo estável e apresentando alterações ao nível do mix de produção (a hídrica contribuiu com 36% do total da produção nos 9M13 vs 15% no 9M12).

O nosso abastecimento de gás nos 9M13 baseou-se num portfólio anual de 4,2bcm afecto a contratos de longo prazo, cuja flexibilidade tem sido melhorada através de diversas renegociações de contratos (com redução de limites take-or-pay). Ao invés de utilizar os volumes disponíveis apenas para a produção de electricidade ou venda a clientes finais no mercado livre, a EDP tem optado por desviar uma parte dos volumes de gás de take-or-pay para os mercados grossistas, onde os preços são significativamente mais elevados. Assim, o nosso consumo de gás caiu 14% para 28TWh (2,4bcm) nos 9M13, suportado por uma queda de 53% no consumo de gás nas nossas centrais de ciclo combinado que mais do que compensou o aumento de 4% nos volumes vendidos a clientes.

A EDP está a adaptar a sua estratégia de coberturas às actuais condições de mercado, fazendo uso da flexibilidade proporcionada pela gestão integrada de operações de electricidade e gás no mercado ibérico. Assim, a EDP favoreceu vendas de gás em mercados grossistas, tendo já assegurado margens todo o montante de gás comprometido em 2013 e praticamente 2/3 para 2014. De igual forma a EDP fechou posição para toda a produção a carvão esperada em 2013 e para 2/3 em 2014. Para 2013 a EDP fechou vendas de electricidade a clientes de 32TWh e para 2014 já contratou a prazo 10TWh a um preço médio de €54/MWh ou c75% da produção esperada para 2014.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais) + Outros custos operac. (Liq.); (2) Inclui custos com combustíveis, custos com CO2 líquido de licenças gratuitas, resultados de coberturas, custos de sistema; (3) Inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso, serviços de sistema; (4) Líquida de bombagem; (5) Inclui resultados de cobertura de electricidade;

(6) Inclui as empresas de serviços comerciais partilhados na P. Ibérica; (7) Inclui garantia de potência, serviços prestados e outros; (8) Excluindo vendas às nossas unidades de cogeração; Inclui vendas em mercados grossistas.

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	9M13	9M12	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	417	334	25%	+83
Portugal	130	87	50%	+44
Espanha	291	243	20%	+48
Ajustamentos	(4)	4	-	-8
Fornecimentos e serviços externos	48	51	-7%	-4
Custos com pessoal	35	30	15%	+4
Custos com benefícios sociais	2	2	0%	+0
Outros custos operacionais (liq.)	73	33	122%	+40
Custos Operacionais Líquidos (1)	157	116	35%	+41
EBITDA	260	218	19%	+42
Provisões	2	3	-36%	-1
Deprec. e amortizações líquidas	170	176	-3%	-5
EBIT	88	40	123%	+49
Empregados (#)	640	654	-2%	-14

Dados-chave	9M13	9M12	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	9.622	9.379	3%	+243
CCGT	895	2.284	-61%	-1.389
Carvão	4.402	4.831	-9%	-430
Hidroeléctrica	3.492	1.373	154%	+2.119
Nuclear	834	891	-6%	-57
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	30,5	40,2	-24%	-9,7
CCGT	110,8	82,7	34%	+28,1
Carvão	40,0	35,7	12%	+4,3
Hidroeléctrica	4,1	8,7	-52%	-4,5
Nuclear	4,4	4,0	10%	+0,4
Factores de Utilização (%)				
CCGT	4%	9%	-	-6p.p.
Carvão	46%	50%	-	-4p.p.
Hidroeléctrica	33%	15%	-	18p.p.
Nuclear	82%	87%	-	-5p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (3)	6,8	6,7	1%	+0,1
Licenças gratuitas (3)	0,0	7,8	-	-7,8

Investimento Operacional (€ M)	9M13	9M12	Δ%	Δ Abs.
Expansão	380	315	20%	+64
Manutenção	16	39	-60%	-24
Recorrente	16	39	-60%	-24
Total	395	355	11%	+40

As nossas actividades de produção em mercado e de comercialização são geridas de forma integrada, uma vez que a nossa produção é maioritariamente vendida às nossas unidades de comercialização a preços fixos.

A **produção** (não ajustada de volumes de bombagem) subiu 3%, para 9,6TWh nos 9M13, dado que o forte aumento na produção hídrica (+2,1TWh) superou a queda nas CCGT (-1,4TWh) e no carvão (-0,4TWh). O **custo médio de produção** foi 24% mais baixo, situando-se nos €30/MWh nos 9M13 (€40/MWh no 3T13), fruto do incremento da produção com tecnologia hídrica mais barata. Desde 1-Jan-2013 que não existem licenças gratuitas de CO₂ para o sector eléctrico pelo que todas as licenças de emissão terão de ser compradas em mercado.

Carvão: A **produção** caiu 9% nos 9M13, fruto dos fortes recursos hídricos e eólicos na Pen. Ibérica no período. O **factor médio de utilização** caiu 4p.p. para 46% nos 9M13. Nos 9M13 a produção a partir de carvão doméstico foi de 395GWh (vs. 797GWh nos 9M12). O **custo médio da produção** atingiu os €40/MWh (+12%), devido sobretudo a custos mais elevados de CO₂ devido ao fim das licenças gratuitas.

CCGTs: A **produção** caiu 61% nos 9M13, devido a uma procura residual térmica mais reduzida e uma baixa competitividade do gás vs. carvão, implicando uma descida de 6p.p. no factor médio de utilização, para 9% nos 9M13. O **custo médio de produção** atingiu €111/MWh nos 9M13, devido a um custo variável de gás mais alto e também uma menor diluição dos custos fixos de gás.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica nos 9M13 aumentou 1,5x devido ao tempo chuvoso e a nova capacidade instalada (Alqueva II). Apesar dos maiores volumes de bombagem (610GWh nos 9M13 vs 404GWh nos 9M12) o custo médio de produção hídrica caiu 52% para €4,1/MWh dados os maiores volumes produzidos. A actividade de bombagem concentrou-se em Alqueva, com um custo médio c40% abaixo do preço à vista (em linha com 9M12). O factor médio de utilização da produção nuclear caiu 5p.p..

Em Portugal, foi interrompido o pagamento de garantia de potência a CCGTs a partir de 1-Jun-12 (€19M nos 9M12 vs. €0M nos 9M13), que será substituído por incentivos inferiores após o termo do programa de assistência financeira a Portugal.

Em Espanha o governo aprovou em Dez-12 diversos impostos para garantir a sustentabilidade do sector eléctrico, incluindo um imposto de 7% sobre as receitas e diferentes taxas sobre o consumo de gás/carvão, sobre a utilização de recursos hídricos e resíduos nucleares. No seguimento do RDL9/2013 (Jul-13) o governo submeteu à CNE um conjunto de projectos de Reais Decretos que definem: (i) alterações nas regras de remuneração para serviços de sistema; (ii) corte na garantia de potência de €26/kW para €10/kW mas duplicando o período remanescente de pagamento (impacto de -€4M contabilizado pela EDP no 3T13) e (iii) alterações no mecanismo de incentivo à disponibilidade.

Em Out-13 o Governo Português anunciou um 2º pacote de medidas para reduzir o défice tarifário, incluindo mecanismos de correcção para serviços de sistema (ainda sem detalhes) e distorções de mercado devido a diferenças de condições de regulação entre Portugal e Espanha. Relativamente a este último foi publicado o Despacho 12955-A/2013 que estabelece uma taxa paga pelos produtores no mercado liberalizado de Out-13 em diante, cujo montante irá variar de acordo com estudos semestrais realizados pelo regulador para averiguar eventuais distorções. Foi fixada de 10-Out-13 a 31-Dez-13 uma taxa provisória de €2/MWh em horas de vazio e €3/MWh em horas de ponta que irá ter um impacto inferior a €2M para a EDP em 2013. Assumindo a mesma taxa para 2014 este impacto será de €12M. Também em Out-13, foi anunciada, com a proposta do Orçamento de Estado para 2014, uma contribuição extraordinária para 2014 para o sector energético, fixando uma taxa de 0,85% sobre activos fixos. Relativamente à produção liberalizada, será apenas aplicável a centrais em operação e excluindo centrais cujas licenças foram atribuídas no seguimento de processos concursais ou de consulta concorrencial. CCGTs com factores de utilização inferiores a 22,8% em 2013 ficarão isentos.

Os **custos operacionais líq.**⁽¹⁾ subiram €41M nos 9M13, suportado sobretudo pelos novos impostos na produção em Espanha (€48M nos 9M13). As **amortizações líquidas** caíram €5M para €170M dado que os efeitos de nova hídrica em Portugal foram suplantados por menor número de horas de funcionamento nas centrais a carvão.

O **investimento operacional** em produção liberalizada totalizou €395M nos 9M13. A maior parte (96% do total) foi canalizada para novos projectos hídricos em Portugal. A EDP tem actualmente em construção 5 projectos hídricos (1.468MW): Baixo Sabor e Ribeiradio com arranque previsto no 4T14, Venda Nova III e Salamonde II no 2S15 e Foz-Tua no 2S16.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.)

(2) Inclui custos de combustível, emissão e licenças gratuitas de CO₂, resultados de hedging;

(3) Inclui emissões de CO₂ pela central de Aboño, que queima gases siderúrgicos.

Comercialização Liberalizada de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	Comercialização em Espanha			
	9M13	9M12	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	98	119	-17%	-21
Fornecimentos e serviços externos	56	53	6%	+3
Custos com pessoal	11	10	7%	+1
Custos com benefícios sociais	0	1	-26%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	23	10	118%	+12
Custos Operacionais Líquidos (1)	90	74	22%	+16
EBITDA	8	45	-83%	-37
Provisões	16	(2)	-	+18
Depreciações e amortizações líquidas	7	6	20%	+1
EBIT	(15)	41	-	-56

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	9M13	9M12	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	153	154	-1%	-1
Fornecimentos e serviços externos	102	94	9%	+8
Custos com pessoal	31	30	2%	+1
Custos com benefícios sociais	3	3	7%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	5	9	-50%	-5
Custos Operacionais Líquidos (1)	140	136	3%	+4
EBITDA	12	18	-31%	-6
Provisões	1	(3)	-	+3
Depreciações e amortizações líquidas	5	12	-56%	-7
EBIT	7	9	-23%	-2

Dados-chave	9M13	9M12	Δ%	Δ Abs.
Comercialização em Espanha				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	13.326	14.804	-10%	-1.478
Quota de Mercado (%)	10%	11%	-	-2p.p.
Clientes (mil)	844	731	15%	+112
Electricidade - Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	451	551	-18%	-100
Clientes (mil)	261	289	-10%	-28
Gás - Mercado livre & Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	20.867	20.699	1%	168
Quota Mercado (%)	10%	10%	-	0p.p.
Clientes (mil)	790	764	3%	+26
Comercialização em Portugal				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	9.516	7.189	32%	+2.327
Quota de Mercado (%)	44%	39%	-	4p.p.
Clientes (mil)	1.666	548	204%	+1.119
Gás em Portugal - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	4.053	4.525	-10%	-471
Quota Mercado (%) (2)	16%	17%	-	-1p.p.
Clientes (mil)	186	29	-	+157
Investimento Operacional (€ M)	9	9	6%	+1
Empregados (#)	1.151	1.159	-1%	-8

As nossas actividades de fornecimento de electricidade e gás em Portugal e Espanha estão integradas em plataformas únicas de energia, o que permite a existência de uma estrutura comercial ágil e competitiva. As subsidiárias do Grupo EDP que operam neste segmento de negócio têm contratos intra-grupo para abastecimento de electricidade e gás com as nossas áreas de produção e 'trading' de energia e incluem subsidiárias de serviços de back-office comerciais partilhados que fornecem serviços aos nossos comercializadores de último recurso e a outras 'utilities' externas ao Grupo EDP.

Comercialização de Energia em Espanha

Os **volumes de electricidade** vendidos no mercado livre caíram 10% para 13,3TWh nos 9M13, apesar da subida de 15% no número de clientes, traduzindo a estratégia da EDP de enfoque nos segmentos mais atractivos. A quota de mercado desceu 2p.p. para 10% nos 9M13, com a EDP a manter uma quota na comercialização que é quase o dobro da quota de produção em Espanha. Os **volumes de gás** vendidos subiram 1% para 20,9TWh nos 9M13, apesar do acréscimo de 3% no número de clientes no mesmo período, o que reflecte a nossa política de contratação mais selectiva. A quota de mercado manteve-se estável nos 10% nos 9M13. Nos 9M13, **os custos operacionais líquidos** subiram €16M, devido sobretudo a um proveito não recorrente de €12M contabilizado no 1S12 ao nível dos outros custos operacionais.

Comercialização de Energia em Portugal

Evolução do Mercado – De acordo com as regras e o processo de liberalização do mercado de electricidade em curso em Portugal, a EDP Serviço Universal (fornecedor de último recurso em Portugal) enviou uma carta aos seus clientes residenciais informando-os que ao escolherem permanecer no mercado regulado após determinadas datas (1 de Julho de 2012 para os clientes com potência contratada superior a 10,35kVA e 1 de Janeiro de 2013 para os clientes com potência contratada abaixo de 10,35kVA – excluindo os consumidores com direito à tarifa social), teriam que pagar uma tarifa transitória superior, sujeita a actualizações trimestrais. O objectivo é o de incentivar os consumidores a passar para o mercado livre. Em conformidade, em Jul-12, o regulador em Portugal introduziu um aumento de 2% nas tarifas reguladas aplicáveis: i) aos clientes residenciais com potência contratada superior a 10,35kVA; e ii) ao clientes não residenciais, aos quais já estava a ser aplicada uma tarifa transitória superior desde 1 de Janeiro de 2011. Tudo isto se traduziu num forte aumento do volume de clientes de electricidade que passaram para o mercado livre no 4T12 e 9M13 tendo o número de clientes no mercado livre mais do que duplicado de 742 mil em Set-12 para 1.991 mil em Set-13, apesar de a um ritmo mais reduzido nos últimos dois trimestres (+210 mil no 3T13 e +217 mil no 2T13 vs. +500 mil no 1T13).

Os volumes de electricidade fornecidos a clientes EDP no mercado livre em Portugal cresceu 32% no 9M13 vs 9M12, para 9,5TWh, suportado pelo forte aumento (+3x) na nossa base de clientes. A quota de mercado no mercado livre subiu 4p.p. de 39% nos 9M12 para 44% nos 9M13, em linha com a estratégia de enfoque nos clientes residenciais e PMEs, mais atractivos. Os **volumes de gás** comercializado a clientes EDP em Portugal reduziu 10% para 4,1TWh nos 9M13, devido à procura mais reduzida no segmento B2B reflectindo a perda de um grande cliente (central de cogeração) no 3T13 o que suplantou o aumento dos volumes no segmento B2C no seguimento do processo de liberalização. O forte ritmo de liberalização na comercialização de gás conjugado com o sucesso da nossa oferta dual (electricidade + gás) junto de clientes B2C, conduziu a uma subida no número de clientes de 29 mil em Set-12 para 186 mil em Set-13. Os **custos operacionais líquidos** subiram €4M nos 9M13 vs 9M12, reflectindo valores mais elevados de FSE, designadamente com serviços ao cliente ('call center', facturação, etc), no seguimento do aumento da base de clientes e processo de liberalização.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operac. (Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais).

(2) Com base na estimativa da EDP do total de consumo em Portugal no segmento de consumo GN>10.000 m3/ano.

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	912	842	8%	+70
Forn. e serviços externos	191	183	4%	+7
Custos com Pessoal	53	47	13%	+6
Outros custos operac. (líq.)	(40)	(63)	-37%	+23
Custos Operacionais Líq. (1)	204	167	22%	+37
EBITDA	708	675	5%	+33
Provisões	0	-	-	+0
Amortizações líquidas	348	331	5%	+17
EBIT	360	344	5%	+16
Result. alienação act. financ.	0	3	-	-3
Resultados financeiros	(199)	(201)	-1%	+1
Resultados em associadas	9	4	108%	+5
Resultados Antes de Impostos	169	150	13%	+19
Opex Performance	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Opex/MW Médio (€mil) (4)	43,2	39,7	9%	+3
Empregados (#)	893	850	5%	+43

Dados Gerais	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Capacid. Instalada (MW)	7.770	7.388	5%	+382
Europa	4.050	3.738	8%	+312
EUA	3.637	3.567	2%	+70
Brasil	84	84	0%	-
Electric. Produzida (GWh)	14.244	13.345	7%	+899
Europa	6.781	5.977	13%	+804
EUA	7.310	7.204	1%	+107
Brasil	153	164	-7%	-11
Factor méd. utilização (%)	29%	29%	Op.p.	-
Preço méd. venda (€/MWh)	64,5	63,9	1%	+1
EBITDA (€m)	708	675	5%	+33
Europa	453	439	3%	+14
EUA	260	245	6%	+16
Outros e Ajustamentos	(5)	(9)	-42%	+4
EBIT (€m)	360	344	5%	+16
Europa	273	272	0%	+1
EUA	101	88	15%	+13
Outros e Ajustamentos	(15)	(16)	-8%	+1
Investim. Operac. (€m) (2)	142	263	-46%	-121
Europa	155	131	18%	+24
EUA	(20)	129	-	-149
Brasil	7	3	169%	+5

Dados da Acção	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	3,84	3,49	10%	0
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-
Dados Dem. Posição Financeira (€M)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Empréstimos bancários e outros (Liq.)	462	668	-31%	-206
Dívida c/ empresas EDP (Liq.)	2.732	2.840	-4%	-108
Dívida Líquida	3.194	3.508	-9%	-314
Interesses não controláveis	375	131	187%	+245
Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (3)	875	979	-11%	-104
Valor Contabilístico	5.640	5.396	5%	+244
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,35	1,29	-4%	0

Resultados Financeiros (€ M)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(151)	(152)	1%	+1
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(47)	(51)	8%	+4
Custos capitalizados	12	13	-12%	-2
Diferenças Cambiais (5)	(6)	4	-	-11
Outros	(7)	(16)	53%	+8
Resultados Financeiros	(199)	(201)	1%	+1

A EDP Renováveis (EDPR) detém e opera os activos eólicos e solares do Grupo EDP e analisa e desenvolve projectos para nova capacidade de energia renovável. Os principais mercados onde opera são EUA (38% do EBITDA da EDPR nos 9M13) e Espanha (35%). Os restantes mercados incluem Portugal (15%), França, Polónia, Roménia, Bélgica, Itália e Brasil (estes seis representam 12% do EBITDA da EDPR nos 9M13).

O **EBITDA da EDPR subiu 5% no período (+€33M) para €708M nos 9M13** impulsionado por elevados factores médios de utilização em Portugal e Espanha no 1S13 suportado por condições climáticas favoráveis. A capacidade instalada aumentou 5% (+382MW) para 7,8GW a Set-13. O factor médio de utilização ficou estável nos 29% nos 9M13 e o preço médio de venda subiu 1% para €64,5/MWh, reflectindo um mix de produção diferente com a Europa a representar 48% nos 9M13 (vs. 45% nos 9M12) e um aumento do preço médio de venda nos EUA (+5% vs. 9M12). O EBITDA nos 9M13 incluiu um **item não-recorrente** relativo à redução de um CAE nos EUA no montante de €14M (contabilizado no 1T13). Excluindo este impacto, o EBITDA subiu 3% (+€20M). O impacto cambial no EBITDA foi -€9M.

O **EBIT** aumentou 5% para €360M. As amortizações líquidas incluem nos 9M13 um montante de -€10M relacionado com imparidades em projectos eólicos em desenvolvimento (vs. -€9M nos 9M12). Excluindo este impacto, os €14M de alteração do contrato CAE e €6M de abates, imparidades, provisões e outros, o EBIT ajustado subiu 3% no período (+€11M) para €363M.

Os **custos operacionais (FSE + Custos com Pessoal)** aumentaram 6% devido ao aumento da capacidade média em operação (aumento dos custos com O&M) e a menor capitalização de custos com pessoal como resultado de menores FTEs alocados nas actividades de construção e desenvolvimento. Os outros custos operacionais (líquidos) incluem o imposto de 7% sobre a produção de electricidade em Espanha desde Jan-13 (€25M) e um ganho de €14M da alteração do contrato CAE referida acima.

O **investimento operacional** totalizou €142M nos 9M13, devido ao recebimento no 1T13 de um crédito fiscal nos EUA (€91M) relativo ao parque eólico instalado nos EUA no 4T12.

A **dívida líquida da EDPR caiu para €3,2MM a Set-13 (-3% vs. Dez-12)**, reflectindo a capacidade de geração de caixa dos activos em operação e a alienação de interesses minoritários em activos operacionalmente optimizados como parte da estratégia de rotação de activos. A dívida líquida junto de instituições financeiras, essencialmente relacionada com “project finance” na Polónia, Roménia, Brasil e Espanha, representava 15% da dívida líquida da EDPR a Set-13. Os **passivos relativos a parcerias institucionais** caíram 11% para €875M a Set-13, reflexo do recebimento, por parte dos parceiros institucionais, dos benefícios fiscais gerados pelos projectos.

Os **resultados financeiros** caíram 1% para -€199M nos 9M13, reflectindo essencialmente uma queda dos juros líquidos suportado num custo médio da dívida estável (5,2% nos 9M13) e dívida líquida média mais baixa. Diferenças cambiais e outros foram negativos principalmente devido ao resultado de actividades de cobertura relativas a desvalorização do Zloty e Lei vs. Euro.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.); (2) Inclui investimento da EDPR SA; (3) Líquido de proveitos diferidos;

(4) Opex excluindo Outros Proveitos Operacionais; Rácio calculado considerando MW médio em operação; (5) No 1T13, as Diferenças Cambiais também incluem Derivados Cambiais, anteriormente em Outros.

EUA	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	3.637	3.567	2%	+70
Em "PTC"	2.123	2.123	0%	+0
Em "cash grant flip"	500	500	0%	-0
Em "cash grant"	1.014	799	27%	+215
Factor médio de utilização (%)	31%	32%	-	-1 p.p.
Preço médio de venda (USD/MWh)	49,2	47,1	5%	+2,1
Euro/USD - Taxa média do período	1,32	1,28	3%	+0,0
CAE/Coberturas				
Capacidade instalada (MW)	3.068	2.804	9%	+264
Electricidade produzida (GWh)	5.908	5.571	6%	+337
Preço médio de venda (USD/MWh)	53,1	52,2	2%	+0,9
Mercado				
Capacidade instalada (MW)	569	763	-25%	-194
Electricidade Produzida (GWh)	1.403	1.633	-14%	-230
Preço médio de venda (USD/MWh)	32,8	27,0	21%	+5,8
Margem Bruta (USD M)	352	330	7%	+22
Receitas PTC & Outras (USD M)	120	121	-1%	-1
Margem Bruta Ajustada (USD M)	472	451	5%	+21
EBITDA (USD M)	343	314	9%	+30
EBIT (USD M)	133	112	18%	+21
Inv. Operacional Líquido (USD M)	(27)	165	-	-192
Inv. Operacional Bruto	93	170	-45%	-76
"Cash grant" recebido	(120)	-5	-	-115
Capacidade em construção (MW)	30	70	-57%	-40

Espanha	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.310	2.284	1%	+26
Factor médio de utilização (%)	29%	26%	-	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	4.227	3.737	13%	+490
Preço médio venda (€/MWh) (1)	84,2	88,0	-4%	-3,7
Margem Bruta (€ M) (1)	355	326	9%	+29
EBITDA (€M) (1)	255	257	-1%	-3
EBIT (€ M) (1)	142	149	-4%	-7
Investimento operacional (€ M)	2	52	-96%	-50
Capacidade em construção (MW)	-	26	-	-26

Portugal	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	619	615	1%	+4
Factor médio de utilização (%)	29%	26%	-	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.167	1.046	12%	+121
Preço médio de venda (€/MWh)	107,1	107,1	0%	-0
Margem Bruta (€ M)	127	114	11%	+13
EBITDA (€ M)	104	92	13%	+12
EBIT (€ M)	85	72	18%	+13
Investimento operacional (€ M)	8	9	-12%	-1
Capacidade em construção (MW)	-	-	-	-
ENEOP Capacidade Instalada (MW) (2)	395	350	13%	+46

Nos EUA, a capacidade instalada aumentou 70MW para 3.637MW nos 9M13, com o comissionamento do parque eólico Marble River no 4T12 (70MW em Nova Iorque; produção vendida em mercado (NYISO/NEISO) e contrato de longo prazo, a 10 anos, associado à venda dos "Renewable Energy Certificates" (RECs)). A produção de electricidade manteve-se estável em 7,3 TWh (+1,5%) uma vez que a entrada de nova capacidade compensou a queda do factor médio de utilização. O preço médio de venda (excluindo receitas com incentivos fiscais) da energia vendida através de CAE/coberturas subiu 2% para USD53/MWh, reflexo da aplicação dos factores de actualização anual de preços e a contribuição de novos CAE no período. O preço médio de venda dos parques eólicos em mercado subiu 21% para USD33/MWh, reflectindo uma melhoria nos preços grossistas de electricidade. No global, o preço médio de venda nos EUA subiu 5% para USD49/MWh nos 9M13. **A margem bruta (incluindo receitas de PTCs) subiu 5% para USD472M nos 9M13, enquanto o EBITDA nos 9M13 subiu USD30M para USD343M** incluindo o impacto extraordinário de USD18M relativos à reestruturação dos volumes de um CAE de 200MW (volumes foram reduzidos de 100% para 80%). De realçar, em Set-13, o acordo de venda de uma participação accionista de 49% do capital do Parque Eólico Wheat Field, localizado nos EUA e com capacidade instalada de 97MW com a Fiera Axiom por um valor total implícito do activo de USD197M (USD2,0M por MW), que ainda está pendente de aprovação.

Nos EUA, em Jan-13, foi aprovada a extensão dos incentivos fiscais ao desenvolvimento de energia eólica para projectos que entrem em construção até Dez-13. Estes projectos serão elegíveis para: i) 10 anos de créditos fiscais associados à produção de energia ("Production Tax Credits" de ~USD22/MWh); ou ii) um crédito fiscal no montante de 30% do investimento inicial ("Investment Tax Credit"). Em 2013, a EDPR assinou CAEs com duração de 20 anos a serem instaladas em 2014 (200MW Headwaters Project em Indiana e 100MW Rising Tree project na Califórnia), em 2015 (100MW Arbuckle Mountain project em Oklahoma e 100MW Rising Tree South project na Califórnia) e CAE com duração de 15 anos em 2016 (250MW Number Nine project em Maine).

Em Espanha, a remuneração relativa ao regime transitório terminou em Dez-12, e em Fev-13, o Governo Espanhol publicou o RD 2/2013 que introduziu um conjunto de modificações, com efeito a partir de Jan-13: i) removendo a opção de tarifa variável do RD 661/2007; ii) definindo uma tarifa fixa de €81,247/MWh (actualizada anualmente) para os primeiros 20 anos (€67,902/MWh nos anos seguintes); e iii) alteração da fórmula de actualização anual para a inflação anual, excluindo produtos energéticos e alimentares, e qualquer impacto de alterações de impostos, menos um factor "X" (50pb). Em Dez-12, o Governo Espanhol introduziu uma taxa de imposto de 7% às vendas de electricidade realizadas por todos os produtores de electricidade Espanhóis, com início em Jan-13. Em Jul-13, o Governo Espanhol submeteu ao CNE um projecto de RD, na sequência da publicação do RDL9/2013, que estabelecerá um novo marco regulatório para o regime especial. O documento reflecte as principais directrizes do novo quadro de remuneração de activos renováveis (yield de obrig. de Espanha a 10 anos + 300 pb). Faltam ainda detalhes relativos a este mecanismo e a sua entrada em vigor, ainda está pendente.

Em Espanha, o EBITDA caiu 1% para os €255M nos 9M13 impactado negativamente por €25M relativos ao imposto de 7% sobre as vendas em Espanha introduzido em Jan-13. O factor médio de utilização melhorou 2pp para 29% nos 9M13, enquanto a electricidade gerada subiu 13% para 4,2TWh nos 9M13 suportado em fortes recursos eólicos. O preço médio de venda caiu 4% para €84/MWh em consequência do fim do regime transitório e das alterações regulatórias que obrigam todos os parques a serem remunerados à tarifa fixa e por já não ser elegível, desde Jul-13, o recebimento da remuneração por potência reactiva - até € 3,5/MWh.

Em Portugal, a EDPR tem 619MW de capacidade eólica remunerada ao abrigo do 'antigo regime tarifário', com tarifas definidas por 15 anos e indexadas à inflação e às horas anuais de produção. Em Set-12, foi acordada uma extensão deste regime tarifário, ao abrigo da qual a EDPR irá investir anualmente €4M entre 2013 e 2020 para garantir +7 anos de um novo esquema tarifário com preços máximo e mínimo de €98/MWh⁽³⁾ e €74/MWh⁽³⁾, respectivamente, aplicável a partir do 16º ano de operação de cada parque eólico.

Em Portugal, o EBITDA subiu 13% para €104M nos 9M13 (+€12M). A produção eólica aumentou 12% para 1.167GWh na sequência do aumento do factor médio de utilização em 3pp para os 29%. A tarifa média ficou estável em €107/MWh devido à correlação negativa entre o preço e as horas de funcionamento anuais. Ainda em Portugal, a EDPR detém uma participação de 40% no consórcio ENEOP (consolidado por equivalência patrimonial) com licença para construir 1.200MW (480MW atribuíveis à EDPR). Os parques da ENEOP são remunerados ao abrigo de um 'novo regime tarifário', a uma tarifa de c€74/MWh (no 1º ano de operação), também garantida por 15 anos e indexada à inflação. A Set-13 a ENEOP tinha 1.015MW em operação (395MW atribuíveis à EDPR). Em Jun-13, a EDPR concluiu a venda à China Three Gorges de 49% do capital social, e de 25% dos suprimentos, da EDPR Portugal (excluindo a ENEOP), por €369M.

EDP Renováveis: Resto da Europa & Brasil



Resto da Europa (1)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
França, Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	411	363	13%	+48
Factor médio de utilização (%)	22%	23%	-	-0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	594	542	10%	+52
Preço médio de venda (€/MWh)	97,6	91,9	6%	+6
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	320	190	68%	+130
Factor médio de utilização (%)	20%	25%	-	-5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	309	313	-2%	-5
Preço médio de venda (PLN/MWh)	418	426	-2%	-8
Euro/PLN - Taxa média do período	4,20	4,21	0%	-0,01
Roménia (2)				
Capacidade instalada (MW)	389	285	37%	+104
Factor médio de utilização (%)	23%	20%	-	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	484	338	43%	+146
Preço médio de venda (RON/MWh)	544	610	-11%	-66
Euro/RON - Taxa média do período	4,41	4,44	-1%	-0,03
Margem Bruta (€M)	145	127	14%	+18
EBITDA (€M)	106	101	5%	+5
EBIT (€M)	61	65	-6%	-4
Investimento operacional (€ M)	145	70	107%	+75
Capacidade em construção (MW)	255	296	-14%	-41

Nos mercados europeus fora da P. Ibérica o EBITDA subiu 5% para €106M nos 9M13. A produção subiu 16% para 1.387GWh nos 9M13 na sequência do aumento da capacidade instalada em 34% ou 283MW nos últimos 12 meses. O factor médio de utilização caiu face ao período homólogo para 22% nos 9M13 com a queda na Polónia a não ser totalmente compensada pelo aumento do factor médio de utilização na Roménia e pela primeira contribuição de Itália. O preço médio de venda ficou estável nos €107/MWh, impulsionado pela maior contribuição da produção na Roménia compensada pelo menor preço realizado no país devido aos preços mais baixos de certificados verdes devido à incerteza gerada através da aprovação pelo Governo da Roménia da Portaria Governamental de Emergência 57/2013.

Em França, a EDPR tem 314MW em operação (+8MW). A produção eólica em França é vendida a uma tarifa fixa indexada à inflação e garantida por 15 anos. Nos 9M13, a tarifa média atingiu os €90/MWh (+2%). Em Set-13, estavam em construção 20MW em França. Em Out-13, a EDPR acordou, com a Axpo Power AG e Centralschweizerische Kraftwerke AG, a venda de uma participação accionista de 49% do capital e respectivos empréstimos accionistas referente a um portfólio de parques eólicos com 100 MW de capacidade instalada localizados em França, por um Enterprise Value implícito para 100% dos activos de €126M, estando a sua conclusão pendente de aprovação regulatória. **Na Bélgica**, o nosso parque eólico de 57MW vende a sua energia através de um CAE de 5 anos (maturidade em 2014) a um preço fixo de €112/MWh. Em Set-13, estavam em construção 14MW na Bélgica. **Em Itália**, a EDPR tem 40MW de capacidade eólica instalados em Set-13, para os quais irá receber o 'preço de mercado + certificado verde (CV)' até 2015 (o preço do CV corresponde a 0,78 x (€180/MWh - o preço médio de mercado do ano anterior). Em 2012, o preço médio de mercado foi de €77/MWh). Após 2015, transitarão para um regime de 'preço de mercado + prémio' (prémio de €180/MWh deduzido do preço médio de mercado do ano anterior). O preço médio de venda nos 9M13 foi €136/MWh. Os parques eólicos instalados em 2013 e anos seguintes serão remunerados de acordo com um regime de tarifa fixa definida por leilão. Em Jan-13, a EDPR assegurou 20 anos de tarifa fixa regulada ("feed-in") para 40MW de capacidade no novo leilão para o desenvolvimento de energias renováveis. Os projectos da EDPR (localizados nas regiões de Puglia e Basilicata) apresentam um factor médio de utilização esperado de 29%. Em Set-13, estavam em construção 30MW em Itália.

Brasil	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	84	84	-	-
Factor médio de utilização (%)	28%	30%	-	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	153	164	-7%	-11
Preço médio de venda (€/MWh)	310	285	9%	+25
Euro/Real - Taxa média do período	2,79	2,46	-12%	+0,34
Margem Bruta (R\$M)	47	43	8%	+3
EBITDA (R\$M)	26	28	-6%	-2
EBIT (R\$M)	14	16	-12%	-2
Investimento operacional (R\$ M)	21	7	206%	+14
Capacidade em construção (MW)	-	-	-	-

Na Polónia, a EDPR tem 320MW em operação (+130MW): i) 120MW no parque eólico de Margonin, cuja produção é vendida no mercado grossista e em relação ao qual a EDPR detém um contrato de 15 anos para a venda dos CVs; ii) 70MW no parque eólico de Korsz, cuja produção é vendida através de um CAE de 10 anos e iii) os restantes 130MW, tem a produção a ser vendida ao 'preço do mercado regulado + CV' (preço de mercado regulado em 2013: PLN201,4/MWh). Nos 9M13, o preço médio de venda caiu 2% para PLN418/MWh. Em termos regulatórios, um pacote de leis sobre a energia, incluindo uma alteração ao regime de certificados relativos a energias renováveis está a ser proposto pelo Governo Polaco, estando uma versão final da lei prevista para entrar em vigor nos próximos meses. A Set-13, a EDPR tinha 60MW em construção na Polónia ('preço de mercado + CV').

Na Roménia, a EDPR tem 389MW instalados (+104MW), dos quais 50MW de solar FV (12MW entrarão em operação no 3T13). A produção é vendida a 'preço de mercado + CV'. O preço dos CVs está sujeito a um mínimo e máximo fixados em Euros (mínimo em 2013: €28,9/MWh; máximo em 2012: €58,8/MWh). Nos 9M13, o preço médio de venda caiu 11% para RON544/MWh (-7% vs. RON587/MWh no 1S13), impactado pelo menor preço dos certificados verdes no 3T13. Em termos regulatórios, a nova Portaria respeita os direitos atribuídos aos investimentos efectuados no sector de energias renováveis, ainda que implicando uma re-calendarização dos fluxos de caixa dos projectos e mantém inalterado os preços de venda máximo e mínimo dos Certificados Verdes ("CV") que serão anualmente actualizados de acordo com a inflação da zona euro. A Set-13, a EDPR tinha 132MW em construção na Roménia.

No Brasil, a EDPR tem 84MW em operação, remunerados através de contratos de longo prazo (20 anos). Nos 9M13, o factor médio de utilização aumentou 2pp para 28%. O preço médio de venda subiu 9% para R\$310/MWh. A EDPR tem actualmente 120MW em desenvolvimento que foram garantidos no leilão A-5, realizado em Dez-11, por um período de 20 anos e com início em Janeiro de 2016. O preço para o contrato de longo prazo foi estabelecido em R\$97/MWh, indexado à inflação brasileira.

Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



Income Statement (€ m)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.336	1.412	-5%	-76
Fornecimentos e serviços externos	311	316	-2%	-5
Custos com pessoal	109	110	-1%	-1
Custos com benefícios sociais	17	17	-1%	-0
Outros custos operacionais (líquidos)	127	160	-21%	-33
Custos Operacionais Líquidos (1)	564	603	-6%	-39
EBITDA	772	809	-5%	-37
Provisões	(5)	1	-	-6
Amortizações líquidas	251	240	4%	+10
EBIT	526	568	-7%	-42

Capex & Opex Performance	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (6)	420	426	-1%	-6
Custos control./cliente (€/cliente)	52,14	52,87	-1%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	1.599,2	1.627,7	-2%	-28
Empregados (#)	4.004	4.168	-4%	-164
Investimento Operacional (€ M)	246	264	-7%	-18
Rede de Distribuição (Km)	263	262	0%	+1

Regulatory Receivables (€ m)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	2.963	2.586	15%	+377
Espanha - Défice Tarifário (4)				
Início do período	424	514	-17%	-90
Défices tarifários anos anteriores (5)	-178	-176	-1%	-2
Gerado no período	218	193	13%	+25
Outros (3)	-	-	-	-
Fim do período	464	531	-13%	-67
Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás				
Início do período	1.543	740	109%	+803
Desvios tarifários anos anteriores (2)	-1.085	-445	-144%	-641
Gerado no período	1.387	1.117	24%	+270
Outros (3)	69	54	28%	+15
Fim do período	1.914	1.465	31%	+448

Regulatory Receivables (€ m)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Portugal - CMEC's				
Início do período	654	390	67%	+263
(Recuperado)/Devolvido no Período	-161	-154	-5%	-8
Gerado no período	93	353	-74%	-260
Outros	-0	-0	n.m.	-0
Fim do período	585	589	-1%	-5

A actividade de redes reguladas na P. Ibérica inclui as actividades de distribuição de electricidade e gás, em Portugal e Espanha.

O **EBITDA das redes reguladas** desceu 5% vs 9M12, para €772M nos 9M13, traduzindo menores proveitos regulados, designadamente na distribuição de electricidade em Portugal, devido à redução da taxa esperada de retorno sobre os activos (-€34M reflexo de uma taxa de RoRAB de 8,56% nos 9M13 vs. 10,05% nos 9M12, em linha com a queda dos CDS da República Portuguesa a 5 anos). Adicionalmente, a aplicação da Lei 9/2013 em Espanha a partir do 3T13 resultou num impacto de -€7M no EBITDA da distribuição de electricidade em Espanha. Note-se que o EBITDA contou com uma contribuição semelhante de impactos não recorrentes nos 9M12 e 9M13: (i) impacto líquido positivo decorrente da venda de activos de transmissão de gás em Espanha (+€56M em Fev-13) e exclusão desses activos do perímetro de consolidação nos 9M13 (€21M de EBITDA nos 9M12); (ii) nos 9M12, proveito de €15M relativo à aplicação de IFRIC18 decorrente do arranque de operações na subestação de Gijón (Astúrias); (iii) nos 9M12, impacto positivo de €13M decorrente de acordo no 3T12 para o reequilíbrio económico-financeiro na concessão de distribuição de gás em Portugal. Excluindo estes impactos, o EBITDA ascendeu a €716M nos 9M13 vs. €760M nos 9M12 (-6%). As alterações regulatórias ocorridas em Espanha traduziram-se num corte de €11M no EBITDA: -€7M na distribuição de electricidade por força de menores proveitos regulados e -€4M na distribuição de gás decorrente do não ajustamento por inflação em 2013.

Os **custos controláveis** recuaram 1% nos 9M13, suportados por um rigoroso controlo de custos e uma redução do número de colaboradores em 4% vs 9M12. O **investimento operacional** caiu €18M face aos 9M12, para €246M nos 9M13, suportado pelo abrandamento económico.

Os **recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica da EDP** subiram €342M, de €2.621M em Dez-12 para €2.963M em Set-13, reflectindo uma subida de €302M em Portugal e uma de €40 em Espanha. Face a Jun-13, a subida foi €310M no 3T13: +€210M em Portugal e +€100M em Espanha.

O **montante de recebimentos futuros da actividade de distribuição de electricidade e CUR em Portugal** subiu de €1.503M em Dez-12 para €1.876M em Set-13, suportado por: **(1)** -€714M da venda sem recurso do direito de recebimento de parte do défice ex-ante criado em 2012; **(2)** +€956M de défice tarifário ex-ante para 2013 (de acordo com as tarifas definidas pelo regulador para 2013), a recuperar através das tarifas em 2014-2017 e remunerado a uma taxa de 5,85%; **(3)** -€372M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; e **(4)** +€432M de desvios tarifários criados nos 9M13. Os principais factores geradores de desvio tarifário nos 9M13 foram: **(i)** €367M decorrente da produção em regime especial (11% acima da estimativa da ERSE) e o respectivo sobrecusto (€72,4/MWh nos 9M13 vs. €55,7/MWh assumido pela ERSE); **(ii)** +€157M derivado do atraso no encaixe de receitas de medidas mitigadoras do défice (nomeadamente leilões de CO₂, a alocar ao sistema); **(iii)** +€74M de desvio tarifário negativo gerado na distribuição de electricidade (essencialmente devido a uma menor procura e alteração no mix de consumo); **(iv)** -€166M (montante a devolver à tarifa), suportado por um custo médio de aquisição de electricidade inferior. Face a Jun-13, o montante de recebimentos futuros desta actividade subiu €234M sem qualquer contribuição de venda de direitos de recebimento de créditos.

O **montante de recebimentos futuros dos CMEC** caiu de €654M em Dez-12 para €585M em Set-13, reflexo de: **(1)** €161M recuperado nos 9M13 através das tarifas relacionados com desvios negativos de 2011 e **(2)** €93M de desvio negativo criado nos 9M13 (detalhes na página 11). Este montante deverá ser recebido ao longo de 2013-2015. Face a Jun-13, o montante de recebimentos futuros de CMEC caiu €23M.

O **montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha** no final de Set-13 ascendia a €464M: €246M referente a 2012 e €218M referente a 2013. Nos 9M13, foi securitizado um total de €4,6MM do défice tarifário Espanhol pelo FADE (fundo responsável pela securitização). Como consequência, a nossa subsidiária EDP Espanha encaixou um total de €249M (incluindo €10M referentes a uma transacção efectuada pelo FADE em Dez-12). Face a Jun-13, o montante de recebimentos futuros em Espanha cresceu €96M, na ausência de quaisquer securitizações. Em Set-13, o défice total do sistema eléctrico espanhol pendente de securitização totalizava €4,1MM. Considerando as operações de securitização executadas pelo FADE em Out-13, a EDP Espanha irá encaixar €230M adicionais no 4T13.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais + Rendas de Concessão) + Outros custos operac. (Líq.)

(2) Inclui a venda a terceiros do direito a receber os défices/desvios tarifários bem como a recuperação ou devolução através das tarifas de desvios tarifários de anos anteriores. (3) Inclui juros relativos a desvios.

(4) Líquido dos custos com "CO2 clawback". (5) Recuperação/pagamento de défices tarifários de períodos anteriores. (6) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal.

Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	989	1.023	-3%	-34
Fornecimentos e serviços externos	238	240	-1%	-2
Custos com pessoal	83	86	-4%	-3
Custos com benefícios sociais	15	15	2%	+0
Rendas de concessão	191	187	2%	+3
Outros custos operacionais (líquidos)	2	8	-	-6
Custos Operacionais Líquidos (1)	529	536	-1%	-7
EBITDA	460	487	-5%	-27
Provisões	(5)	1	-	-6
Depreciações e amortizações líquidas	178	170	5%	+8
EBIT	287	315	-9%	-29

Margem Bruta	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	989	1.023	-3%	-34
Margem bruta regulada	981	1.014	-3%	-33
Margem bruta não-regulada	8	9	-16%	-1
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	917	945	-3%	-27
Electricidade distribuída (GWh)	32.550	33.249	-2%	-699
Pontos de ligação à rede (mil)	6.082	6.107	-0%	-25
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	65	71	-8%	-6
Clientes fornecidos (mil)	4.091	5.364	-24%	-1.274
Electricidade vendida (GWh)	10.723	14.820	-28%	-4.097

Investimento & Custos Operac.	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	321	326	-2%	-5
Custos control./cliente (€/cliente)	52,7	53,4	-1%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	1.425	1.455	-2%	-30
Empregados (#)	3.433	3.584	-4%	-151
Investimento Operacional (€ M)	182	203	-10%	-21
Rede de distribuição (Km)	225	224	0%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	50	38	33%	+12

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal caiu 5% (-€27M) vs. 9M12, para €460M nos 9M13, largamente influenciado pela redução da taxa de retorno sobre os activos de 10,05% nos 9M12 para 8,56% nos 9M13: esta queda, decorrente da queda dos CDS a 5 anos da República Portuguesa, resultou na erosão da margem bruta em €34M.

Em 15-Dez-12, a ERSE definiu as tarifas de 2013 e aprovou os proveitos regulados para a distribuição e comercialização de último recurso em Portugal, estabelecendo um aumento médio anual das tarifas de 2,8% em 2013. Adicionalmente, a ERSE definiu **proveitos regulados para actividade de distribuição no montante de €1.274M; e proveitos regulados de para a actividade CUR de €93M em 2013.** Na base destes proveitos regulados, estiveram diversos pressupostos por parte da ERSE, nomeadamente: (1) uma previsão de 45,4 TWh de consumo de electricidade para 2013 (1,7% acima da electricidade distribuída em 2012); (2) uma previsão de preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado em 2013 de €62,0/MWh; (3) um sobrecusto da produção em regime especial estimado em €55,7/MWh e (4) uma previsão de volume de regime especial de 19,3TWh (1,8% acima da produção de 2012); (5) um deflador do PIB de 0,2%; e (6) uma taxa de retorno sobre os activos de 9,5% em 2013 numa base preliminar. Note-se que a taxa de retorno sobre os activos está indexada à evolução dos CDS a 5 anos da República Portuguesa (média entre 1-Out e 30-Set de cada ano; taxa limitada ao intervalo entre 8% e 11%): enquanto a taxa preliminar tem um CDS médio implícito de 780 p.b., a taxa final para 2013 foi fixada em 8,56%.

Os **proveitos regulados da actividade de distribuição** recuaram 3% (-€27M) vs. 9M12, para €917M nos 9M13, essencialmente suportado por uma queda na taxa de retorno (de 10,05% nos 9M12 para 8,56% nos 9M13). Ainda que em menor magnitude, os proveitos regulados reflectiram também (i) impacto positivo de capex incorrido; e (ii) impacto negativo de ajustamento anual de proveitos por 'Deflador PIB-X' e pelo menor volume distribuído.

Os **proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU)** caíram 8% (-€6M), para €65M nos 9M13, reflexo da rápida passagem de clientes para o mercado livre. Como parte das regras e calendário definidos para a extinção de tarifas reguladas em Portugal, a EDP SU deixou de poder contratar novos clientes em 1-Jan-13, podendo o regulador aplicar aumentos trimestrais de tarifa como forma de incentivar a transferência de clientes para comercializadores no mercado livre. O **volume de energia fornecida pelo CUR** recuou 28% (vs. 9M12), para 10,7TWh nos 9M13, reflectindo a migração de clientes para o mercado livre mais rápida do que antecipado. O número total de clientes fornecidos pela EDP SU caiu de 5.031 mil em Dez-12 para 4.091 mil em Set-13.

Os **custos controláveis** desceram 2% vs. 9M12, reflexo do apertado controlo de custos e redução de número de colaboradores. Os custos com fornecimento e serviços externos caíram 1% nos 9M13, reflectindo o impacto misto de rigoroso controlo de custos e condições meteorológicas adversas no 1T13 (tempestade Gong). Os custos com pessoal recuaram 4%, quase em linha com a redução no número de colaboradores (-4%). O TIEPI subiu 12 minutos, para 50 minutos, fruto de condições meteorológicas.

O **investimento operacional** desceu €21M para €182M nos 9M13 reflexo da diminuição de novos pedidos de ligação à rede (-0,4% vs. 9M12 no número total de pontos de ligação).

Em 15-Out-13, a ERSE publicou os termos da proposta de tarifas para 2014 e dos proveitos permitidos para as actividades de distribuição e CUR de electricidade, definindo um aumento médio de tarifas de 2,8% para 2014. Com base nesta proposta, a EDP estima os proveitos permitidos ascendam a €1.223M na distribuição de electricidade e a €61M na comercialização de último recurso, suportados por uma inflação baixa, exigente níveis de eficiência requerido e de migração de clientes para o mercado livre. Uma decisão final sobre as tarifas 2014 acontecerá até 15-Dez-13.

Como parte do orçamento de Estado para 2014, o Governo Português propôs a criação de uma contribuição extraordinária aplicável ao sector energético, equivalente a 0,85% dos activos fixos tangíveis e intangíveis (valor a 1-Jan-14). Esta medida aguarda aprovação parlamentar, a qual se espera que ocorra em finais de Novembro.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais + Rendas de Concessão) + Outros custos operac. (Líqu.)

(2) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal. (3) Ajustado de impactos não recorrentes (tempestades, incêndios ...etc).

Redes Electricidade e Gás em Espanha e Rede de Gás em Portugal



DR Operacional (€ M)	Electricidade Espanha				Gás Espanha				Gás Portugal				Actividade Redes Reguladas	9M13	9M12	% Δ	Abs. Δ
	9M13	9M12	% Δ	Abs. Δ	9M13	9M12	% Δ	Abs. Δ	9M13	9M12	% Δ	Abs. Δ					
Margem Bruta	122	123	-1%	-1	173	203	-15%	-30	53	63	-17%	-11	Nº Pontos Ligação (mil)				
FSEs	33	33	-1%	-0	28	31	-10%	-3	13	12	9%	1	Electricidade Espanha	659	657	0%	+2
Custos Pessoal	16	14	10%	1	9	8	12%	1	1	1	4%	0	Gás Espanha	1.014	1.004	1%	+10
Custos Benefícios sociais	1	1	-22%	-0	0	0	-11%	-0	0	0	-9%	-0	Gás Portugal	301	285	5%	+15
Outros custos operac. (líq.)	(13)	(33)	-62%	21	(55)	(2)	n.m.	-53	1	(0)	-	1	Energia Distribuída (GWh)				
Custos Operac. Líquidos (1)	37	16	136%	21	(17)	38	-	-55	15	13	17%	2	Electricidade Espanha	6.808	6.791	0%	+18
EBITDA	85	107	-21%	-23	190	165	15%	25	38	50	-25%	-13	Gás Espanha	39.337	42.866	-8%	-3.528
Provisões	(0)	0	-	-0	0	(0)	-	0	0	0	n.m.	0	Gás Portugal	5.120	5.520	-7%	-400
Depr. e Amortizações líquidas	25	24	4%	1	37	36	2%	1	11	10	7%	1	Rede (Km)				
EBIT	60	84	-28%	-23	153	129	19%	24	27	40	-34%	-14	Electricidade Espanha	23.242	22.912	1%	+330
Investimento operacional	26	22	15%	3	23	16	39%	6	16	23	-30%	-7	Gás Espanha	9.969	10.292	-3%	-323
Margem Bruta	122	123	-1%	-1	173	203	-15%	-30	53	63	-17%	-11	Gás Portugal	4.407	4.269	3%	+139
Margem Bruta Regulada	115	115	-0%	-0	152	176	-14%	-24	47	46	3%	1	Empregados (#)				
Margem bruta não-regulada	6	7	-15%	-1	21	27	-23%	-6	5	17	-70%	-12	Electricidade Espanha	305	315	-3%	-10
													Gás Espanha	202	215	-6%	-13
													Gás Portugal	64	63	2%	+1

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha caiu 21%, para €85M nos 9M13, suportado por proveitos permitidos estáveis (reflexo de medidas regulatórias durante 2013) e por um menor impacto da IFRIC 18⁽²⁾ (-€21M vs. 9M12, impulsionado por um proveito de €15M decorrente do comissionamento no 3T12 da subestação Gijón (Astúrias)). A **electricidade distribuída** pela EDP Espanha na região das Astúrias manteve-se estáveis. 9M12, ascendendo a 6,8TWh nos 9M13.

Em Fev-13, o Governo Espanhol publicou uma Portaria com a remuneração da actividade regulada de distribuição de energia eléctrica, no valor de €163M. Adicionalmente, como parte de um conjunto de medidas urgentes para o sector eléctrico: (i) em Fev-13, os proveitos regulados da distribuição de electricidade foram indexados ao IPC antes de impostos, alimentos processados e produtos energéticos (em vez do IPC); (ii) em Jul-13, o governo espanhol publicou o RDL 9/13, ditando a alteração do regime de remuneração da actividade de distribuição de electricidade, definindo uma taxa de retorno sobre os activos correspondente a um prémio de 200pb sobre as yields das OTs espanholas a 10 anos (equivalente a 6,5%). Ainda que um adicional Real Decreto sobre a remuneração de actividade de distribuição de electricidade foi entretanto submetido ao regulador, os termos de remuneração actualmente em vigor ditaram um corte de €7M nos proveitos permitidos no 3T13, justificando os proveitos regulados estáveis nos 9M13. Para 2013 e 2014, espera-se que estas medidas se traduzam numa quebra do EBITDA na distribuição de electricidade no valor de €9M e €11M, respectivamente.

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha ascendeu a €190M nos 9M13 (+€25M vs. 9M12), impulsionado por: (i) +€56M não recorrente decorrente da venda dos activos de transmissão de gás à Enagás no 1T13; (ii) -€21M fruto da exclusão de perímetro de consolidação destes mesmos activos; e (iii) proveitos regulados na actividade de distribuição 1% mais baixos vs. 1S12.

Os **proveitos regulados** caíram 14% (-€24M), para €152M, essencialmente devido à venda de activos de transmissão de gás (-€22M) e não actualização de proveitos pela inflação, em 2013. O **volume de gás distribuído** caiu 8%, para 39TWh, afectado pelo menor consumo por parte de clientes industriais. Os proveitos regulados atribuíveis à EDP Espanha em 2013 ascendem a €194M, de acordo com uma Ordem Ministerial publicada em Dez-12.

REDE DE GÁS REGULADO EM PORTUGAL

O EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal nos 9M13 foi 25% mais baixo do que nos 9M12 (-€13M), tendo alcançado os €38M, reflectindo, nos 9M12, um ganho não recorrente de €13M resultante de o acordo para o equilíbrio económico-financeiro do contrato de concessão (Jul-12).

Apesar da expansão do número de pontos de ligação (+5%) resultante do esforço continuado de contratação de novos clientes na região operada pela EDP, o **volume de gás distribuído** caiu 7% (vs. 9M12), penalizado pela perda de um grande cliente para a rede de muito alta pressão.

Em 14-Jun-13, a ERSE definiu as regras para o próximo período regulatório (de Jul-13 a Jun-16). A ERSE definiu: (i) um aumento médio de 3,9% nas tarifas para clientes finais de gás, a aplicar a partir de 1-Jul-13 e até 30-Jun-14; (ii) uma taxa de retorno sobre os activos de 9% (preliminar); (iii) proveitos permitidos de €65M no primeiro ano regulatório. Note-se que neste novo período regulatório, a ERSE indexou a taxa de retorno sobre os activos à média das yields das OTs portuguesas a 5 anos no período entre 1-Out e 30-Set anterior ao início de cada ano regulatório, com um mínimo de 7,83% e um máximo de 11%.

Como parte do orçamento de Estado para 2014, o Governo Português propôs a criação de uma contribuição extraordinária aplicável ao sector energético, equivalente a 0,85% dos activos fixos tangíveis e intangíveis (valor a 1-Jan-14). Esta medida aguarda aprovação parlamentar, a qual se espera que ocorra em finais de Novembro.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Líq.) (2) Com a aplicação da IFRIC 18, os activos recebidos dos clientes com vista a assegurar a ligação dos mesmos à sua rede de distribuição energética, são registados ao seu justo valor por contrapartida de proveitos operacionais, sendo amortizados pela sua vida útil.

EDP - Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)			
	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.119	1.589	33%	+530
Fornecimentos e serviços externos	359	318	13%	+40
Custos com Pessoal	239	195	23%	+44
Custos com benefícios Sociais	31	37	-15%	-6
Outros custos operacionais (líquidos)	102	64	60%	+38
Custos Operacionais Líquidos (1)	731	614	19%	+117
EBITDA	1.389	976	42%	+413
Provisões	48	15	215%	+33
Depreciações e amortizações líquidas	368	261	41%	+107
EBIT	972	699	39%	+273
Result. da alienação de act. financ.	-	-	-	-
Resultados financeiros	(282)	(188)	-50%	-94
Resultados em associadas	(0)	(3)	98%	+3
Resultados Antes de Impostos	690	508	36%	+182

Investimento Operacional	(R\$ M)			
	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	862	623	38%	+239
Manutenção	244	181	35%	+63
Expansão	618	442	40%	+176

Consolidado (€ M)				
	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	759	647	17%	+112
Fornecimentos e serviços externos	128	130	-1%	-1
Custos com Pessoal	86	79	8%	+6
Custos com benefícios Sociais	11	15	-25%	-4
Outros custos operacionais (líquidos)	36	26	41%	+11
Custos Operacionais Líquidos (1)	262	250	5%	+12
EBITDA	497	397	25%	+100
Provisões	17	6	177%	+11
Depreciações e amortizações líquidas	132	106	24%	+26
EBIT	348	285	22%	+63
Result. da alienação de act. financ.	-	-	-	-
Resultados financeiros	(101)	(77)	32%	-24
Resultados em associadas	(0)	(1)	-	+1
Resultados Antes de Impostos	247	207	19%	+40

Investimento Operacional	(€ M)			
	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Investimento Operacional	309	254	22%	+55
Manutenção	87	74	18%	+14
Expansão	221	180	23%	+41

Energias do Brasil	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	12,06	12,87	-6%	-0,81
Total de acções (milhões)	476,4	476,4	-	-
Acções próprias (milhões)	0,8	0,8	-	-
Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	243,0	243,0	-	-
Euro/Real - Taxa de fim do período	3,04	2,62	-14%	+0,42
Euro/Real - Taxa média do período	2,79	2,46	-12%	+0,34
Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	4,4%	-	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	2,3	2,5	-	-0,1
Custo Médio da Dívida (%)	8,0	9,1	-	-105p.b.
Taxa de Juro Média (CDI)	7,6	8,9	-	-132p.b.
Empregados (#)	2.923	2.677	9%	+247

Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	4.333	3.217	35%	+1.116
Recebimentos futuros da act. regulada (2)	78	184	-58%	-106
Interesses não controláveis	1.750	1.970	-11%	-221
Valor contabilístico dos C. Próprios	4.573	4.654	-2%	-81

Resultados Financeiros (R\$ M)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(249)	(209)	-19%	-40
Custos capitalizados	42	80	-47%	-38
Diferenças Cambiais e Derivados	(10)	(22)	56%	+12
Outros	(66)	(38)	-75%	-28
Resultados Financeiros	(282)	(188)	-50%	-94

Em moeda local, o EBITDA da EDP – Energias do Brasil ('EDPB') subiu 42% no período (+R\$413M) para R\$1.389M nos 9M13, reflexo de um forte contributo da nossa actividade de distribuição. O EBITDA da distribuição, que subiu 125% (+R\$445M), beneficiou da recuperação significativa de desvios tarifários de anos anteriores, através de contribuições da CDE recebidas nos 9M13. O EBITDA da geração e comercialização caiu 4% (-R\$27M), reflectindo essencialmente o contributo negativo de Pecém I nos 9M13 (pela primeira vez com contributo positivo no 3T13). Excluindo os desvios tarifários negativos, as contribuições da CDE, o impacto negativo de Pecém I e ganhos não recorrentes com a venda de edifícios, o EBITDA ajustado aumentou 8% no período. Os efeitos cambiais penalizaram o EBITDA da EDPB em Euros devido a uma depreciação de 12% do Real Brasileiro em relação Euro (um impacto de -€68m).

Os custos operacionais líquidos subiram R\$117M no período: i) os fornecimentos e serviços externos aumentaram 13%, devido a maiores despesas com O&M e serviços de TI; ii) os custos com pessoal subiram 23%, reflexo da actualização salarial anual (+6%), de um aumento do número médio de efectivos (+7%), de maiores despesas com indemnizações e horas extraordinárias, e de uma menor capitalização de custos; e iii) os outros custos operacionais subiram R\$38M, impactados por itens não-recorrentes (um ganho de R\$16M no 1T12 na distribuição; um ganho de R\$53M no 3T13 na distribuição e penalidades de R\$81M nos 9M13 relacionadas com paragens não programadas de Pecém I).

As provisões nos 9M13 referem-se essencialmente a contingências laborais ligadas às remunerações (R\$22M). **As amortizações líquidas** reflectem, por um lado, um impacto não-recorrente de R\$60M relativo à amortização acelerada de alguns activos de distribuição, e, por outro, a entrada em operação de nova capacidade, nomeadamente de Pecém I (+R\$37M).

Os custos financeiros líquidos subiram R\$94M no período para R\$282M nos 9M13, reflectindo essencialmente: i) juros líquidos superiores, devido a um aumento da dívida financeira líquida, que não foi totalmente compensado pela redução do custo médio da dívida (de 9,1% nos 9M12 para 8,0% nos 9M13); ii) uma menor capitalização de juros, devido a uma redução do imobilizado em curso; e iii) um aumento dos outros custos financeiros, em parte relacionado com responsabilidades com pensões. **A dívida líquida subiu 35%** reflectindo os investimentos realizados em nova capacidade. Em Assembleia Geral Anual ocorrida no dia 10 de Abril de 2013, os accionistas da EDPB aprovaram o pagamento de um dividendo relativo ao ano 2012 de R\$370M (estável em relação ao ano anterior), tendo o mesmo sido pago nos 9M13.

A Set-13, os reservatórios hídricos nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste situavam-se nos 49% do seu nível máximo (vs. 29% em Dez-12 e 48% em Set-12). Por forma a melhorar a segurança de abastecimento, o Operador do Sistema continuou a despachar algumas centrais térmicas. No entanto, a melhoria das condições hidrológicas possibilitou uma queda trimestral de 40% do preço de mercado da electricidade no 3T13 (R\$213/MWh⁽³⁾ no 3T13 vs. R\$352/MWh⁽³⁾ no 2T13).

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.); (2) Rubrica não reflectida em Balanço;

(3) Com base em preços semanais; 2T13 e 3T13 calculados com base no PLD Final em vigor desde Abr-13 (Preço de Liquidação das Diferenças, incluindo 50% do ESS - Encargo de Segurança do Sistema).

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.264	811	56%	+453
Forn. e serviços externos	245	238	3%	+7
Custos com Pessoal	170	128	33%	+42
Custos com benefícios Sociais	25	31	-22%	-7
Outros custos operac. (Liq.)	24	58	-59%	-34
Custos Operacionais Líquidos (1)	463	455	2%	+8
EBITDA	801	355	125%	+445
Provisões	45	11	-	+34
Deprec. e amortizações líquidas	203	139	46%	+64
EBIT	552	205	170%	+347

Margem Bruta	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Margem Regulatória (R\$ M)	1.101	983	12%	+118
Var. Receb. Futuros da Act. Reg.	(163)	172	-	-335
Margem Bruta (R\$ M)	1.264	811	56%	+453
Receb. Futuros da Act. Reg. (R\$ M)	78	184	-58%	-106
Cientes Ligados (Milhares)	3.023	2.904	4%	+119
Bandeirante	1.652	1.581	4%	+71
Escelsa	1.370	1.323	4%	+48
Electricidade Distribuída (GWh)	19.227	18.625	3%	+602
Bandeirante	11.360	11.042	3%	+318
Escelsa	7.867	7.583	4%	+284
Dos quais:				
Cientes Mercado Livre (GWh)	7.373	6.980	6%	+393
Electricidade Vendida (GWh)	11.854	11.645	2%	+209
Bandeirante	6.965	7.043	-1%	-78
Resid., Comerc. e Outros	4.949	4.822	3%	+127
Industrial	2.016	2.221	-9%	-205
Escelsa	4.889	4.603	6%	+286
Resid., Comerc. e Outros	4.037	3.775	7%	+262
Industrial	852	828	3%	+24

Investimento e Custos Operac.	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (2)	415	366	13%	+49
Custos control./cliente (R\$/cliente)	137	126	9%	+11
Custos control./km rede (R\$/km)	5	4	12%	+0
Empregados (#)	2.242	2.085	8%	+157
Invest. Operacional (R\$M)	208	157	32%	+51
Rede de Distribuição ('000 Km)	88	87	1%	+1

O EBITDA da nossa actividade de distribuição no Brasil mais do que duplicou no período (+R\$445M) para R\$801M nos 9M13, reflectindo: i) desvios tarifários negativos em ambos os períodos, sendo que os desvios nos 9M13 foram mais do que compensados por contribuições da CDE (+R\$335M); bem como ii) ganhos não-recorrentes superiores nos 9M13 vs. 9M12 (+R\$37M). Excluindo estes impactos, o EBITDA recorrente aumentou 14% no período (ou +R\$74M) para R\$585M nos 9M13, fruto do um aumento da margem regulatória, que aumentou 12% para €1,1MM nos 9M13, devido essencialmente aos reajustamentos tarifários ocorridos nos nossas distribuidoras (Escelsa: +14,29% em Ago-12; Bandeirante: +11,45% em Out-12) e ao crescimento do mercado.

Em Jan-13, a ANEEL aprovou uma redução de 18% nas tarifas de electricidade para os clientes residenciais e uma queda de até 32% para os industriais, com base num corte de custos conseguido através da Medida Provisória nº 579, convertida na Lei 12.783/13 (Jan-13), que se traduziu numa redução dos encargos sectoriais, bem como dos custos de produção, perante as condições de renovação das concessões. A subsequente discrepância entre os contractos de compra de energia e as obrigações de fornecimento originou posições contratuais involuntariamente curtas nas nossas distribuidoras. Em Mar-13, através do DL 7.945/13, o Governo Brasileiro aprovou a transferência de fundos de uma conta do sector eléctrico chamada CDE (Conta de Desenvolvimento Energético), para compensar as distribuidoras, que enfrentam um aumento dos custos derivado do forte despacho das centrais térmicas, com consequente aumento dos preços no mercado à vista, bem como da posição contratual curta, uma vez que as distribuidoras tiveram que satisfazer a procura através da compra de electricidade a preços elevados.

A performance ao nível da margem bruta reflecte a variação dos activos da actividade regulada a receber no futuro, que, no negócio da distribuição no Brasil, é reconhecida ao nível da margem bruta; aqueles caíram R\$163M nos 9M13 (vs. um aumento de R\$172M nos 9M12). Nos 9M13, foi criado um desvio tarifário negativo de R\$528M devido a custos de energia superiores aos incorporados nas tarifas; que foi mais do que compensado por R\$591M de contribuições da CDE (R\$346M recebidos nos 9M13 e R\$246M provisionados para recebimento no 4T13). Por conseguinte, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro totalizou R\$78M a Set-13, o que representa uma redução de R\$163M vs. Dez-12, a recuperar através das tarifas em anos seguintes. A revisão regulatória da Escelsa para o período 2013-16, aprovada pela ANEEL em Ago-12, fixou um aumento tarifário de 4,12% para os 12 meses seguintes, reflectindo os desvios tarifários de anos anteriores e uma redução da taxa de retorno sobre a base de activos regulada (de 10% para 7,5% depois de impostos). Relativamente à Bandeirante, em Out-13, a ANEEL aprovou um aumento tarifário de 10,36% para os 12 meses seguintes, no âmbito do processo do reajuste tarifário anual. O novo período regulatório da Bandeirante, de 4 anos, inicia-se Out-15.

O volume de energia vendida aumentou 2% no período, reflectindo um aumento de 5% nos segmentos residencial, comercial & outros, justificado por um alargamento da base de clientes e por um aumento do consumo médio 'per capita'. Os volumes vendidos ao segmento industrial caíram 6%, devido à migração de clientes para o mercado livre. Ao mesmo tempo, o volume de energia distribuída aos clientes industriais no mercado livre cresceu 6%, suportado também pela performance positiva dos sectores metalúrgico, da pasta e do papel, o que sustentou um aumento de 3% no volume total de energia distribuída.

Os custos operacionais controláveis subiram 13% no período, para R\$415M nos 9M13, devido a aumento dos custos com pessoal, reflexo da actualização salarial anual (+6%), de um aumento do número médio de empregados, de maiores despesas com indemnizações e horas extraordinárias e de uma menor capitalização de custos. Os fornecimentos e serviços externos reflectem maiores despesas de O&M e com serviços TI. Os menores custos com benefícios sociais reflectem um custo não-recorrente no 2T12 com a reestruturação de RH na distribuição (R\$9M). Os outros custos operacionais caíram R\$34M, traduzindo maiores ganhos não recorrentes com a venda de edifícios (9M13: R\$53M vs. 9M12: R\$16M).

O investimento operacional subiu 32% no período para R\$208M nos 9M13. A maior parte do investimento foi destinada à expansão de rede e ao reforço da qualidade do serviço.

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	784	739	6%	+46
Fornecimentos e serviços externos	64	48	33%	+16
Custos com pessoal	43	32	36%	+11
Custos com benefícios Sociais	4	3	29%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	74	(4)	-	+78
Custos Operacionais Líquidos (1)	186	80	133%	+106
EBITDA	599	659	-9%	-60
Provisões	0	0	-27%	-0
Deprec. e amortizações líquidas	156	113	38%	+43
EBIT	442	546	-19%	-103

Produção	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	784	739	6%	+46
Lajeado	313	330	-5%	-17
Peixe Angical	271	260	4%	+10
Energest (15 centrais hídricas)	177	171	4%	+6
Pecém	23	(23)	-	+46
Capacidade Instalada (MW)	2.159	1.794	20%	+365
Lajeado	903	903	-	-
Peixe Angical	499	499	-	-
Energest (15 centrais hídricas)	397	393	1%	+5
Pecém	360	-	-	+360
Energia Vendida (GWh)	8.245	6.706	23%	+1.538
Lajeado	2.610	2.641	-1%	-32
Peixe Angical	1.795	1.775	1%	+20
Energest (15 centrais hídricas)	1.837	1.774	4%	+63
Pecém	2.003	517	288%	+1.487
Preço Médio de Venda (R\$/MWh) (2)	154	136	14%	+18
Lajeado	136	125	9%	+11
Peixe Angical	183	173	6%	+10
Energest (15 centrais hídricas)	151	122	24%	+29
Investimento Operac. (R\$ Milhões)	650	466	40%	+184
Manutenção	32	24	32%	+8
Expansão, do qual:	618	442	40%	+176
Pecém	111	239	-54%	-128
Jari	355	186	91%	+169
Cachoeira-Caldeirão	153	-	-	+153
Empregados (#)	492	421	17%	+72

Comercialização	9M13	9M12	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	71	34	106%	+36
Custos operacionais líquidos (1) (R\$ M)	4	1	305%	+3
EBITDA (R\$ M)	67	33	100%	+34
Vendas electricidade (GWh)	9.312	8.150	14%	+1.162

O EBITDA da nossa actividade de produção no Brasil caiu 9% no período (-R\$60M) para R\$599M nos 9M13, penalizado pelo contributo acumulado negativo da central a carvão Pecém I (-R\$28M nos 9M12 e -R\$84M nos 9M13, dos quais -R\$104M no 1S13 e +R\$20M no 3T13). Excluindo este impacto, o EBITDA diminuiu 1% para R\$682M nos 9M13, uma vez que o impacto negativo proveniente da necessidade de compra de energia a preços de mercado superiores, que ocorreu essencialmente no 1S13 devido às condições hidrológicas adversas, foi compensado pela alocação de um volume superior de electricidade vendida no início de 2013 – 29% do volume de energia contratada para o ano 2013 foi vendida no 1T, vs. 25% em 2012.

O volume de electricidade vendida subiu 23% no período para 8TWh nos 9M13, devido ao contributo de Pecém I. Excluindo este impacto, o volume vendido aumentou 1%, reflectindo a repotenciação de Mascarenhas (+5MW) bem como a mencionada concentração sazonal do volume de energia hídrica vendido no 1T13 (+12% vs. 1T12). O preço médio de venda subiu 14% nos 9M13, reflectindo: i) a actualização dos preços contratados à inflação, uma vez que a quase totalidade da capacidade instalada da EDPB está ao abrigo de Contratos de Aquisição de Energia ('CAE') de longo prazo; ii) o termo, a Dez-12, de alguns contratos com um preço médio de venda significativamente abaixo da média; e iii) contratos bilaterais de curto prazo (para o ano 2013) a preços superiores, como parte da estratégia de sazonalização.

A EDPB detém uma participação de 50% na central a carvão de Pecém I (720MW) em parceria com a Eneva (antiga MPX), com uma capacidade média contratada de 615MW por 15 anos. Esta participação de 50% é consolidada proporcionalmente pela EDP. A data de entrada em operação da central sofreu alguns contratemplos e a EDPB teve inicialmente que adquirir electricidade em mercado para cumprir as suas obrigações contratuais junto das distribuidoras. No entanto, esta central encontra-se agora em operação, embora ainda em fase de aceleração e produzindo em média 421MW⁽³⁾ de capacidade no 3T13. O contributo de Pecém I para a margem bruta foi positivo em R\$23M nos 9M13 (R\$46M no 3T13). Adicionalmente, a indisponibilidade parcial da central acarretou penalidades no montante de R\$81M nos 9M13 (R\$14M no 3T13), reconhecidas ao nível dos outros custos operacionais. De um modo geral, e contributo em EBITDA de Pecém I foi de -R\$84M nos 9M13.

O investimento operacional subiu 40% no período para R\$650M nos 9M13, uma vez que a redução do investimento em Pecém I foi mais do que compensada por um aumento do investimento alocado aos projectos hídricos de Jari e Cachoeira-Caldeirão, com entradas em operação previstas para 2015 e 2017, respectivamente. O investimento de expansão representou 95% do investimento total em geração, dos quais 57% foram alocados a Jari, 25% a Cachoeira-Caldeirão e 18% a Pecém I.

A central hídrica de Santo António do Jari é um projecto de 373MW com uma capacidade média contratada de 201.9MW: i) 190MW contratados através de um CAE de 30 anos, com um preço de R\$104/MWh; e ii) 20.9MW contratados através de um CAE de 28 anos, com um preço de R\$82/MWh. O investimento total esperado ronda os R\$1,4MM (com rácio de dívida para capitais próprios de 2:1). Em Out-12, o BNDES aprovou, para este projecto, um financiamento de R\$736,8M por um período de 18,5 anos (incluindo um período de carência de 2,5 anos) a uma taxa de 'TJLP + 186pb' (TJLP - Taxa Juro de Longo Prazo, actualmente nos 5,1%). Em Dez-12, no leilão de energia A-5, a EDPB ganhou a concessão para a central hídrica de Cachoeira Caldeirão, um projecto de 219MW com 129,7MW médios contratados por um período de 30 anos a um preço de R\$95,31/MWh. A entrada em operação da central hídrica está prevista para Jan-17, e espera-se que investimento total seja de cerca de R\$1,1MM, com uma alavancagem estimada de 60%.

A margem bruta da comercialização de electricidade subiu R\$36M no período para R\$71M nos 9M13, reflectindo uma posição longa favorável e um aumento do volume de energia fornecido a clientes, tendo beneficiando de preços superiores no mercado à vista.

(1) Custos Operacionais (Forn. e Serv. Externos + Custos com Pessoal + Custos com Benef. Sociais) + Outros Custos Operacionais (Liq.); (2) Calculado com base nos volumes e preços dos CAE; excluindo Pecém I; (3) Fonte: ONS



Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



9M13 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	656	665	1.336	912	759	(113)	4.216
Fornecimentos e serviços externos	56	204	311	191	128	(218)	672
Custos com pessoal	47	77	109	48	86	82	448
Custos com benefícios sociais	0	5	17	5	11	6	44
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	10	100	127	(40)	36	20	253
Custos Operacionais	112	385	564	204	262	(111)	1.417
EBITDA	544	280	772	708	497	(2)	2.799
Provisões	1	18	(5)	0	17	8	40
Depreciações e amortizações líquidas (1)	129	182	251	348	132	44	1.086
EBIT	414	79	526	360	348	(55)	1.673

9M12 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	733	605	1.412	842	647	(139)	4.100
Fornecimentos e serviços externos	60	196	316	183	130	(212)	673
Custos com pessoal	53	71	110	41	79	78	433
Custos com benefícios sociais	0	5	17	5	15	6	48
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	11	52	160	(63)	26	17	203
Custos Operacionais	125	324	603	167	250	(112)	1.357
EBITDA	608	280	809	675	397	(28)	2.742
Provisões	1	(2)	1	-	6	(3)	3
Depreciações e amortizações líquidas (1)	150	193	240	331	106	40	1.060
EBIT	457	89	568	344	285	(65)	1.679

(1) Depreciações e amortizações líquidas de compensação pelas amortizações de activos subsidiados.

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T12	2T12	3T12	4T12	1T13	2T13	3T13	4T13	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de electricidade	3.904	3.356	3.380	3.764	3.903	3.265	3.277	-	-3%	0%
Receitas de gás	483	416	450	423	431	429	383	-	-15%	-11%
Outras Receitas	25	29	47	63	51	42	31	-	-33%	-26%
Proveitos Operacionais	4.412	3.801	3.876	4.250	4.385	3.736	3.691	-	-5%	-1%
Electricidade	2.284	1.888	1.956	2.264	2.285	1.804	1.828	-	-7%	1%
Gás	391	322	332	331	336	324	277	-	-16%	-14%
Combustíveis	279	217	246	297	229	177	260	-	6%	47%
Materiais diversos e mercadorias	20	22	32	29	24	28	25	-	-22%	-10%
Custos Directos da Actividade	2.975	2.450	2.566	2.922	2.874	2.332	2.390	-	-7%	2%
Rédito associado a activos afectos a concessões	94	85	107	434	69	98	100	-	-7%	2%
Encargos com activos afectos a concessões	(94)	(85)	(107)	(434)	(69)	(98)	(100)	-	7%	-2%
Margem Bruta	1.438	1.352	1.311	1.328	1.511	1.404	1.301	-	-1%	-7%
Fornecimentos e serviços externos	216	229	228	255	216	235	221	-	-3%	-6%
Custos com pessoal	155	140	138	149	157	151	140	-	1%	-8%
Custos com benefícios sociais	15	21	13	41	14	16	14	-	12%	-10%
Outros custos operacionais (líquidos)	48	80	75	(3)	52	117	84	-	13%	-28%
Custos Operacionais	434	470	453	442	439	519	459	-	1%	-12%
EBITDA	1.003	882	857	886	1.072	885	842	-	-2%	-5%
Provisões	3	4	(3)	13	9	27	3	-	-	-88%
Depreciações e amortizações líquidas (1)	350	354	356	409	353	352	380	-	7%	8%
EBIT	650	524	504	465	709	505	459	-	-9%	-9%
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	(0)	3	(0)	(0)	0	0	(0)	-	-78%	-
Resultados financeiros	(167)	(186)	(163)	(190)	(160)	(173)	(182)	-	-12%	-5%
Resultados em associadas	4	7	7	6	8	11	6	-	-17%	-46%
Resultados Antes de Impostos	487	348	349	281	557	343	283	-	-19%	-18%
IRC e Impostos diferidos	79	80	114	9	149	41	52	-	-55%	26%
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do período	408	268	234	272	408	302	231	-	-2%	-24%
Accionistas da EDP	337	245	213	218	335	268	189	-	-11%	-30%
Interesses não controláveis	71	23	22	54	74	33	42	-	93%	25%

(1) Depreciações e amortizações líquidas de compensação pelas amortizações de activos subsidiados.

EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade



Tecnologia	Capacidade Instalada - MW (1)				Produção Electricidade (GWh)				Produção Electricidade (GWh)							
	9M13	9M12	Δ MW	Δ %	9M13	9M12	Δ GWh	Δ %	1T12	2T12	3T12	4T12	1T13	2T13	3T13	4T13
PPA/CMEC (Portugal)	5.274	6.220	-946	-15%	13.319	8.973	4.347	48%	3.200	2.860	2.912	3.594	5.053	4.509	3.757	
Hídrico	4.094	4.094	0	0%	7.475	2.300	5.175	225%	846	884	570	1.619	3.307	2.781	1.387	
Fio de água	1.860	1.860			5.517	1.866			623	813	430	1.183	2.418	2.199	900	
Albufeira	2.234	2.234			1.958	434			223	71	140	436	889	582	487	
Carvão - Sines	1.180	1.180	0	0%	5.844	6.670	-826	-12%	2.353	1.977	2.340	1.977	1.747	1.728	2.370	
Fuel - Setúbal	0	946	-946	-	0	3	-3	0%	2	-1	2	-2	0	0	0	
Regime Especial (Ex-Eólico)	369	466	-97	-21%	1.429	1.634	-205	-13%	561	591	482	612	623	496	310	
Portugal	256	324	-67	-21%	949	1.024	-75	-7%	343	380	301	406	449	326	174	
Mini-Hídricas	157	157			456	147			41	91	16	105	268	156	32	
Cogeração	68	135			355	723			254	236	233	247	132	116	107	
Biomassa	32	32			138	153			47	54	53	53	49	54	35	
Spain	113	142	-30	-21%	480	610	-130	-21%	219	211	180	206	174	170	136	
Cogeração+Resíduos	113	139			480	610			219	211	180	206	174	170	136	
Biomassa	0	3			0	0			0	0	0	0	0	0	0	
Produção Liberalizada P. Ibérica	7.122	6.864	257	4%	9.622	9.379	243	3%	3.544	2.686	3.149	3.805	3.621	2.657	3.344	
Hídrico	1.605	1.347	257	19%	3.492	1.373	2.119	154%	390	654	329	761	1.581	1.358	552	
Portugal	1.178	921			2.566	918			234	414	270	595	1.104	997	465	
Espanha	426	426			925	455			156	240	59	166	477	361	87	
Carvão	1.460	1.460	0	0%	4.402	4.831	-430	-9%	1.846	1.278	1.708	1.883	1.371	1.015	2.015	
Aboño I	342	342			1.261	1.475			469	464	542	491	412	256	593	
Aboño II	536	536			2.553	2.240			973	360	907	1.000	826	697	1.030	
Soto Ribera II	236	236			192	320			72	175	73	146	124	16	52	
Soto Ribera III	346	346			395	797			333	278	186	247	9	46	340	
CCGT	3.736	3.736	0	0%	895	2.284	-1.389	-61%	973	536	775	822	337	100	458	
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			118	181			164	19	-2	48	74	6	38	
Lares (2 grupos)	863	863			413	1.049			353	177	519	230	63	6	344	
Castejón (2 grupos)	843	843			207	560			170	190	199	266	94	58	54	
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			156	494			285	150	59	279	106	29	22	
Nuclear - Trillo	156	156	0	0%	834	891	-57	-6%	335	218	338	339	331	184	319	
Gasóleo/Fuelóleo	165	165	0	0%	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	0	
Eólico (Maior detalhe na página 16)	7.720	7.388	332	4%	14.211,3	13.345	866	6%	5.212	4.705	3.427	5.100	5.755	4.946	3.511	
Península Ibérica	2.930	2.900			5.394	4.783			1.631	1.714	1.437	1.766	2.322	1.676	1.395	
Resto da Europa	1.070	838			1.354	1.194			477	394	323	533	552	434	369	
EUA	3.637	3.567			7.310	7.204			3.056	2.552	1.597	2.733	2.829	2.790	1.692	
Brasil	84	84			153	164			48	45	71	67	52	46	55	
Solar - Roménia	50	0	50	-	33	0	33	-	0	0	0	0	0	16	17	
Brasil (Ex-Eólico)	2.159	1.794	365	20%	6.218	5.890	329	6%	2.647	1.826	1.418	2.327	2.460	2.058	1.701	
Hídrico	1.799	1.794	5	0%	5.327	5.890	-563	-10%	2.647	1.826	1.418	2.301	2.246	1.847	1.234	
Lajeado	903	903			2.352	2.703			1.351	787	565	1.008	1.040	849	463	
Peixe Angical	499	499			1.726	1.965			819	588	558	874	710	535	481	
Energest	397	393			1.249	1.221			477	451	294	419	497	463	289	
Carvão - Pecém	360	0	360	-	891	0	891	-	0	0	0	26	214	211	467	
TOTAL	22.695	22.733	-38	0%	44.833	39.220	5.613	14%	15.164	12.668	11.388	15.438	17.511	14.682	12.640	

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

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	9M13	9M12	Δ GWh	Δ %
Portugal	32.550	33.248	-698	-2,1%
Muito Alta Tensão	1.557	1.411	146	10%
Alta / Média Tensão	15.263	15.387	-125	-0,8%
Baixa Tensão	15.730	16.449	-719	-4,4%
Espanha	6.808	6.791	18	0,3%
Alta / Média Tensão	5.009	5.001	8	0,2%
Baixa Tensão	1.799	1.790	9	0,5%
Brasil	19.227	18.625	602	3,2%
Clientes Livres	7.373	6.980	393	5,6%
Industrial	2.868	3.048	-181	-5,9%
Residencial, Comercial & Outros	8.987	8.597	390	4,5%
TOTAL	58.585	58.664	-79	-0,1%

Clientes Ligados (mil)	9M13	9M12	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.082	6.107	-24,8	-0,4%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,0	0,2%
Baixa Tensão Especial	34	34	-0,1	-0,2%
Baixa Tensão	6.025	6.049	-24,8	-0,4%
Espanha	659	657	1,8	0,3%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	0,6%
Baixa Tensão	658	656	1,8	0,3%
Brasil	3.023	2.904	119,0	4,1%
Bandeirante	1.652	1.581	71,1	4,5%
Escelsa	1.370	1.323	47,9	3,6%
TOTAL	9.763	9.667	96,0	1,0%

Redes	9M13	9M12	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	336.260	333.737	2.523	0,8%
Portugal	225.000	224.083	917	0,4%
Espanha	23.242	22.912	330	1,4%
Brasil	88.018	86.742	1.276	1,5%
Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (1)	-11,3%	-9,3%	-2,0 pp	
Espanha	-4,3%	-4,0%	-0,3 pp	
Brasil				
Bandeirante	-10,4%	-10,4%	0,0 pp	
Técnicas	-5,5%	-5,5%	-0,1 pp	
Comerciais	-4,8%	-4,9%	0,1 pp	
Escelsa	-14,0%	-12,7%	-1,3 pp	
Técnicas	-8,0%	-7,3%	-0,7 pp	
Comerciais	-6,0%	-5,3%	-0,6 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	9M13	9M12	Δ GWh	Δ %
Portugal	5.120	5.520	-400	-7,2%
Baixa pressão	775	717	59	8,2%
Média pressão	4.323	4.783	-460	-9,6%
GPL	21	20	1	5,2%
Espanha	39.337	42.866	-3.528	-8,2%
Baixa pressão	7.051	7.084	-33	-0,5%
Média pressão	32.287	35.782	-3.495	-9,8%
TOTAL	44.457	48.386	-3.929	-8,1%

Pontos de Abastecimento (mil)	9M13	9M12	Δ Abs.	Δ %
Portugal	300,5	285,4	15,1	5,3%
Baixa pressão	293,6	278,2	15,4	5,5%
Média pressão	1,2	1,2	0,0	0,7%
GPL	5,7	6,0	-0,3	-5,5%
Espanha	1.014,3	1.004,0	10,4	1,0%
Baixa pressão	1.013,5	1.003,1	10,4	1,0%
Média pressão	0,8	0,9	-0,0	-4,7%
TOTAL	1.314,9	1.289,4	25,5	2,0%

Redes	9M13	9M12	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	14.376	14.560	-184	-1,3%
Portugal	4.407	4.269	139	3,2%
Espanha	9.969	10.292	-323	-3,1%
Distribuição	9.969	9.846	123	1,2%
Transporte	-	446	-446	-

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 3T13

Ago: o inventário de emissões da EDP no Brasil em 2012 recebe o Selo Ouro pelo 4º ano consecutivo

Ago: A Central Termoelétrica de Lares obtém o registo EMAS ("Eco-Management and Audit Scheme"), prossequindo os objectivos estabelecidos no Programa de Actividades da EDP Produção

Set: EDP é líder do sector "Utilities: Electricidade, Água e Gás" no Dow Jones Sustainability Index World e Europe, tendo obtido a maior pontuação de sempre com 90 pontos.

Set: Os laboratórios em S. Paulo e Espírito Santo obtém a certificação ISO 9001:2008 no âmbito da acreditação da avaliação técnica dos equipamentos de medição em caso da caracterização da irregularidade, recuperação de receita e por solicitação do cliente.

Set: A revista "International Water Power and Dam Construction" considera a obra de reforço de potência de Alqueva como projecto hidroeléctrico do ano.

EDP: Índice Interno de Sustentabilidade (base 2010-12)

	9M13	Base 100	Δ %
Índice de Sustentab.	102	100	2,1%
Comp. Ambiental Peso %	102 33%	100 33%	2,5%
Comp. Económica Peso %	101 37%	100 37%	0,7%
Comp. Social Peso %	103 30%	100 30%	3,4%

Este índice de sustentabilidade foi desenvolvido pela EDP e tem por base 33 indicadores de desempenho na área da sustentabilidade.
(www.edp.pt/sustentabilidade/abordagemasustentabilidade/)

Métricas Económicas

	9M13	9M12	Δ %
Valor Económico (€M)(1)			
Directo Gerado	12.783	12.890	-0,8%
Distribuído	11.399	11.453	-0,5%
Acumulado	1.385	1.437	-3,6%

Métricas Sociais

	9M13	9M12	Δ %
Empregados (a) (b)	12.182	12.208	-0,2%
Formação (horas formanc	240.658	323.806	-26%
Acidentes em Serviço	31	24	29%
Ind. Frequência EDP (Tf) (t)	1,96	1,55	26%
Ind. Gravidade EDP (Tg) (b)	126	122	2,9%
Ind. Freq. EDP+PSE(Tf) (b)	4,03	4,18	-3,5%

Métricas Ambientais (b)

	9M13	9M12	Δ %
Emissões Atmosféricas (kt)			
CO2 (d)	12.648	13.599	-7%
NOx	11,6	11,2	4%
SO2	9,3	12,1	-23%
Partículas	0,423	0,530	-20%
Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)			
CO2 (d)	279,9	340,6	-18%
NOx	0,26	0,28	-8%
SO2	0,21	0,30	-32%
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1)	12.666	13.630	-7%
Emissões indirectas (Âmbito 2) (e)	1.305	1.144	14%
Consumo de Energia Primária (TJ) (f)	130.205	147.357	-12%
Capacidade Líquida Max. Certificada (%) (i)	75%	72%	3 p.p.
Utilização de Água (10⁶ m³)	1.195.309	1.086.912	10%
Total Resíduos (t) (g)	267.759	488.063	-45%
Despesas Ambientais (€ mil) (i)	62.171	44.084	41%
Multas e Penalidades Ambientais (€ mil) (i)	32,0	210,7	-85%

(a) Incluindo Órgãos Sociais Executivos

(c) PSE: Prestadores de Serviços Externos

(e) Incluindo os consumos de electricidade dos edificios administrativos da HC Energia Generación em Espanha bem como o backfeed power

(g) Resíduos encaminhados para destino final.

(b) Excluindo a central de carvão de Pécem

(d) Excluindo frota automóvel. Inclui a central a carvão de Pécem (894 kt)

(h) Inclui vapor (1.593 GWh: 9M12 vs. 1.1185 GWh: 9M13)

(i) Inclui vapor (1.593 GWh: 9M12 vs. 1.1185 GWh: 9M13)

(f) Incluindo frota automóvel. Inclui a central a carvão de Pécem (10.100 TJ de carvão)

(i) Inclui a central a carvão de Pécem

Nota: O Índice de Sustentabilidade foi objecto de revisão para estar de acordo com a estratégia do Grupo para 2012-2015 incluindo agora 33 indicadores. A nova base 100 considera o período homólogo de 2010-2012.

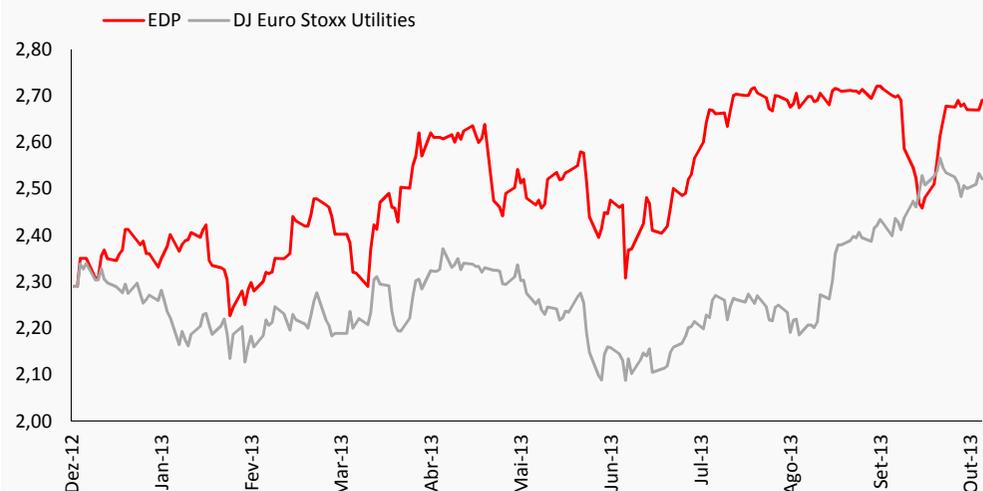
(1) Valor Económico Produzido (VEP): Volume de negócios + Outros Proveitos operacionais + ganhos/perdas na alienação de activos financeiros + ganhos/perdas em associadas + Proveitos financeiros

Valor Económico Distribuído (VED): CMVMC + Custos operacionais + outros custos operacionais + Imposto corrente + custos financeiros + pagamento de dividendos; Valor Económico Acumulado: VEP - VED.

Métricas Ambientais - Emissões de CO2 (d)

Emissões de CO2	Absoluto (ktCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (h) (GWh)	
	9M13	9M12	9M13	9M12	9M13	9M12
PPA/CMEC	5.341	6.004	0,91	0,90	5.844	6.673
Carvão	5.339	5.988	0,91	0,90	5.844	6.670
Fuel Oil & Gás Natural	2	16	-	-	(0)	3
Produção Liberalizada	6.758	6.664	1,09	0,94	6.188	7.115
Carvão	6.379	5.747	1,21	1,19	5.293	4.831
CCGT	379	917	0,42	0,40	895	2.284
Regime Especial	549	931	0,25	0,30	2.158	3.080
Produção Térmica	12.648	13.599	0,89	0,81	14.190	16.868
Produção Livre de Emissões de CO2					30.994	23.055
Total Emissões de CO2			0,28	0,34	45.184	39.923

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon - YTD



Principais Eventos EDP

- Jan-18:** Comunicação de participação qualificada por parte da Blackrock
- Jan-25:** Comunicação de participação qualificada por parte da Capital Research
- Jan-31:** EDP contrata empréstimo de €1.600.000.000
- Fev-15:** Conclusão da venda do negócio de transporte de gás em Espanha
- Fev-22:** Comunicação de redução de participação qualificada por parte da Parpública
- Mar-7:** Comunicação de participação qualificada por parte da Oppidum
- Mar-22:** Standard & Poor's mantém rating da EDP em "BB+" e revê outlook para estável
- Abr-2:** Comunicação de participação qualificada por parte da Capital Income Builder
- Abr-12:** Renúncia de membro do Conselho Geral e de Supervisão
- Abr-26:** EDP vende €150 milhões do défice tarifário em Portugal
- Abr-30:** Comunicação de participação qualificada por parte da MFS
- Mai-6:** Assembleia Geral Anual
- Mai-9:** EDP vende €141 milhões do défice tarifário em Portugal
- Mai-10:** EDP Brasil anuncia início da operação comercial do segundo grupo de Pecém I
- Mai-16:** Comunicação de participação qualificada por parte da JP Morgan
- Mai-23:** Pagamento de dividendo bruto de €0,185 por acção relativo ao exercício de 2012
- Mai-24:** EDP encaixa €450 milhões pela securitização de défice tarifário de electricidade em Portugal
- Mai-30:** Comunicação de diminuição de participação qualificada pela JP Morgan Chase
- Jun-21:** Moody's mantém rating da EDP em "Ba1" e outlook negativo
- Jun-28:** Conclusão da venda pela EDPR de participações minoritárias em parques eólicos em Portugal
- Jul-16:** Fitch coloca *utilities* com exposição significativa a Espanha sob vigilância negativa
- Jul-24:** Comunicação de participação qualificada por parte da Capital Group
- Ago-7:** ANEEL aprova revisão tarifária da EDP Escelsa
- Set-5:** EDP emite obrigações no montante de €750 milhões a 7 anos
- Set-20:** Standard & Poor's coloca rating EDP sob vigilância para revisão negativa mantendo o nível em 'BB+'
- Out-7:** Comunicação de participação qualificada por parte do Income Fund of America
- Out-16:** Governo Português propõe contribuição extraordinária sobre o sector energético para 2014
- Out-23:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP Bandeirante em 10,36%

EDP em Bolsa	YTD	52W	2012
		30-10-2013	

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	2,690	2,697	2,290
Max	2,735	2,735	2,484
Min	2,215	1,901	1,628
Média	2,495	2,441	2,069

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	3.300	3.729	2.899
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	15	14	11
Volume Transaccionado (milhões de acções)	1.323	1.528	1.401
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,1	5,8	5,4

Dados Acções EDP	9M13	9M12	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	27,6	32,1	-13,9%

Direcção de Relação com Investidores

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

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