



1S13

# Resultados

## Conteúdo

---

<b>Destaques</b> .....	- 2 -
<b>Performance Financeira Consolidada</b>	
EBITDA .....	- 3 -
Resultados abaixo do EBITDA .....	- 4 -
Investimento Operacional .....	- 5 -
Cash Flow .....	- 6 -
Demonstração da Posição Financeira Consolidada .....	- 7 -
Dívida Líquida .....	- 8 -
<b>Áreas de Negócio</b>	
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 -
<b>Demonstrações de Resultados &amp; Anexos</b>	
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, 25 de Julho de 2013

Demonstração Resultados (€ M)	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>2.915</b>	<b>2.789</b>	<b>4%</b>	<b>+125</b>
Fornecimentos e serviços externos	451	446	1%	+6
Custos com pessoal, Benef. aos Empregados	338	330	2%	+8
Outros custos operacionais (líquidos)	169	128	32%	+41
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>958</b>	<b>904</b>	<b>6%</b>	<b>+54</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.957</b>	<b>1.885</b>	<b>4%</b>	<b>+72</b>
Provisões	37	7	446%	+30
Depreciações e amortiz. líquidas (2)	706	704	0%	+2
<b>EBIT</b>	<b>1.214</b>	<b>1.174</b>	<b>3%</b>	<b>+40</b>
Result. da alienação de act. financ.	0	3	-100%	-3
Resultados financeiros	(333)	(353)	6%	+20
Resultados em associadas	19	10	80%	+8
<b>Resultado Antes de Impostos</b>	<b>900</b>	<b>835</b>	<b>8%</b>	<b>+66</b>
IRC e Impostos diferidos	190	159	20%	+31
Operações em descontinuação	-	-	-	-
Resultado líquido do período	710	676	5%	+34
<b>Accionistas da EDP</b>	<b>603</b>	<b>582</b>	<b>4%</b>	<b>+21</b>
Interesses não controláveis	107	94	14%	+13

Dados-chave Operacionais	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12.244	12.292	0%	-48
Capacidade instalada (MW)	22.682	22.514	1%	+168

Dados-chave Financeiros (€ M)	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
FFO	1.241	1.468	-16%	-228
Investimento operacional	635	690	-8%	-55
Manutenção	266	288	-8%	-22
Expansão	369	402	-8%	-33
Investimentos Líquidos	(373)	43	-	-416

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Jun-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.218	8.192	0%	+26
Dívida líquida	17.688	18.233	-3%	-545
Receb. futuros da actividade regulada (4)	2.753	2.710	2%	+42
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,5x	5,0x	-	-0,5x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	3,8x	4,3x	-	-0,5x

O EBITDA do Grupo EDP atingiu €1.957M no 1S13, o que representa um aumento de 4% em termos homólogos (+€72M). O negócio Ibérico (excluindo EDPR Renováveis) foi positivamente impactado por um forte aumento da produção hídrica, uma posição longa da EDP em clientes na Península Ibérica, e um ganho não recorrente de €56M com a alienação dos activos de transporte de gás em Espanha. Adicionalmente, o negócio Ibérico foi negativamente impactado pela introdução de novos impostos sobre a produção de electricidade em Espanha (-€54M), pela suspensão da garantia de potência em Portugal no 1S13 (€19M no 1S12), pela redução da taxa de retorno esperada na distribuição de electricidade em Portugal (10,3% no 1S12 para 8,5% no 1S13, fruto da queda do "spread" da dívida soberana Portuguesa – CDS a 5 anos), e ainda pelo fim do contrato (CAE) da central de Setúbal em Dez-12. O EBITDA da EDP Renováveis (+€57M) beneficiou da forte eolicidade na Península Ibérica no 1S13, enquanto o EBITDA da EDP Brasil (-€26M) reflecte o impacto cambial negativo no período (-10%). Ajustado da venda dos activos de transporte de gás, o EBITDA subiu 1% em termos homólogos, para €1.901M no 1S13.

Os custos operacionais (excluindo os Outros custos operacionais líquidos) subiram 2%, para €789M no 1S13, reflexo de um apertado controlo de custos e da execução do programa de eficiência corporativa (tendo as metas deste programa sido antecipadas em 1 ano de 2014 para 2013). Os outros custos operacionais líquidos no 1S13 incluem: i) o ganho com a venda dos activos de gás; ii) o impacto negativo de €54M relacionado com a introdução dos novos impostos sobre a produção em Espanha; e iii) custos não recorrentes de €25M motivados por paragens não programadas de Pecém I.

As amortizações e depreciações líquidas permaneceram estáveis, reflectindo essencialmente, por um lado, os aumentos de capacidade (em especial hídrica e eólica) e, por outro, o encerramento da central de Setúbal. O EBIT subiu 3%, para €1.214M no 1S13. Os resultados financeiros ascenderam a -€333M no 1S13, reflectindo: i) um aumento de 5% da dívida líquida média; e ii) um custo médio da dívida superior (+20pb para 4,2% no 1S13). O imposto sobre o rendimento ascendeu a €190M, traduzindo-se numa taxa efectiva de imposto de 21% no 1S13, incluindo impactos não-recorrentes em Espanha. Os interesses não controláveis subiram 14%, tendo a queda de resultados na EDP Brasil ('EDPB') sido essencialmente compensada por um aumento dos resultados na EDP Renováveis ('EDPR'). O resultado líquido subiu 4%, para €603M no 1S13.

O investimento operacional incluindo o recebimento de um subsídio ao investimento ("cash grant") relativo a um parque eólico nos EUA (€92M) caiu 8% para €635M no 1S13. Excluindo este impacto, o investimento operacional aumentou 5% no período para €727M no 1S13, reflexo de um investimento superior em nova capacidade hídrica em Portugal e no Brasil, e eólica sobretudo fora da Península Ibérica.

A dívida líquida diminuiu €0,5MM face a Dez-12, para €17,7MM a Jun-13, incluindo -€0,6MM de encaixe pela venda de activos (participação minoritária na EDPR Portugal à CTG e activos de transporte de gás em Espanha à Enagas) e -€1MM de encaixe pela realização de operações de securitização de défices tarifários em Portugal e Espanha. Esta variação de dívida inclui ainda o pagamento do dividendo anual de 2012 efectuado em Maio 2013 (€0,7MM), o aumento dos activos regulatórios em Portugal e Espanha, e o investimento operacional de expansão realizado no período (€0,4MM). A Jun-13, a EDP detinha uma **posição total de caixa e de linhas de crédito disponíveis** no valor de €4,5MM. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento ao longo de 2014.

(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)	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.	1T12	2T12	3T12	4T12	1T13	2T13	3T13	4T13	2T13 YoY		2T13 QoQ	
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.
Produção Contratada LP	372	402	-7,4%	-30	197	205	206	194	196	177	-	-	-14%	-29	-10%	-19
Actividades Liberalizadas	234	182	28%	+51	95	88	98	36	112	122	-	-	39%	34	9%	10
Redes Reguladas P. Ibérica	522	520	0,5%	+2	275	245	289	248	290	233	-	-	-5%	-12	-20%	-57
Eólico e Solar	560	504	11%	+57	263	240	171	263	327	233	-	-	-3%	-7	-29%	-94
Brasil	272	298	-9%	-26	177	121	99	137	150	122	-	-	1%	2	-19%	-28
Outros	(4)	(21)	79%	+16	(4)	(17)	(7)	8	(2)	(2)	-	-	88%	15	14%	0
<b>Consolidado</b>	<b>1.957</b>	<b>1.885</b>	<b>3,8%</b>	<b>+72</b>	<b>1.003</b>	<b>882</b>	<b>857</b>	<b>886</b>	<b>1.072</b>	<b>885</b>	-	-	<b>0%</b>	<b>3</b>	<b>-17%</b>	<b>-187</b>

O EBITDA consolidado subiu 4% vs. 1S12 (+€72M), para €1.957M no 1S13, impulsionado pela actividade eólica (+€57M) e actividades liberalizadas (+€51M). Por sua vez, o EBITDA das actividades contratadas de LP caiu €30M, o do Brasil recuou €26M e o das Redes reguladas manteve-se estável. O impacto cambial no período ascendeu a -€32M, reflectindo uma depreciação de 10% do BRL face ao Euro e de 1% do USD face ao Euro. Ajustado do ganho não recorrente obtido na venda dos activos de transmissão de gás em Espanha, o EBITDA subiu 1% (+€16M), para €1.901M no 1S13.

**PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA (19% do EBITDA) – O EBITDA caiu 7% para €372M no 1S13**, dado que a produção mini-hídrica mais elevada, justificada pela pluviosidade acentuada no 1S13 (+€28M no 1S13), foi mais do que compensada pelo fim do CAE da central a fuelóleo de Setúbal em Dez-12 (EBITDA: +€53M no 1S12) e por menores resultados com CO<sub>2</sub> (-€8M). Em Jan-13, a EDP vendeu a sua posição na Soporgen: uma central de cogeração em Portugal com 67MW e com uma contribuição para o EBITDA de €12M em 2012.

**ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA (12% do EBITDA) – O EBITDA subiu 28%**, para €234M no 1S13, suportado por (i) volume de produção hídrica triplo face a 1S12 devido ao tempo chuvoso no 1S13 (vs tempo seco no 1S12) e pelo arranque de nova capacidade hídrica em Portugal, o que propiciou a descida em 35% no custo médio da produção; (ii) redução de 17% no custo médio de compras de electricidade devido a uma gestão de energia adequada e aos baixos preços na pool; (iii) volume vendido a clientes na Pen. Ibérica 1% mais alto e com um preço 2% superior; (iv) deterioração da rentabilidade das centrais térmicas, devido ao baixo regime de funcionamento e (v) não recebimento de garantia de potência em Portugal no 1S13 (€19M no 1S12) e novos impostos sobre a produção em Espanha (€29M no 1S13). No 1S13, a nossa produção própria satisfaz apenas 27% das nossas necessidades de electricidade (tendo a EDP aproveitado a sua flexibilidade para beneficiar dos baixos preços na pool) e a produção hídrica representou 47% do total de produção (vs. 16% no 1S12).

**REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (26% do EBITDA) - O EBITDA manteve-se estável no 1S13**, em €522M, reflectindo: (i) menores proveitos regulados, designadamente na distribuição

de electricidade em Portugal, devido à redução da taxa esperada de retorno sobre os activos (-€27M reflexo de uma taxa de retorno de 8,5% no 1S13 vs. 10,3% no 1S12), em linha com a queda dos CDS da República Portuguesa a 5 anos; (ii) impacto positivo não recorrente decorrente da venda de activos de transmissão de gás em Espanha (+€56M em Fev-13); (iii) exclusão dos activos de transporte de gás do perímetro de consolidação (€15M de EBITDA no 1S12).

**ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (29% do EBITDA) - O EBITDA da EDPR subiu 11% no período (+€57M)**, para €560M no 1S13, reflectindo uma forte eolicidade na Península Ibérica e um preço médio de venda superior. O crescimento de EBITDA no 1S13 foi impulsionado pelas operações em Portugal (+€19M) e em Espanha (+€13M, apesar do impacto de impostos sobre a produção, no valor de €19M), suportadas por uma forte eolicidade no 1S13 que se traduziu numa acentuada subida de factores médios de utilização: +7pp para 33% em Portugal; +4pp para 32% em Espanha. O factor médio de utilização subiu de 32% no 1S12 para 33% no 1S13 e o preço médio de venda cresceu 5% para €64,3/MWh, reflectindo um mix de produção diferente com a Europa a representar 47% no 1S13 (vs. 43% no 1S12) e os EUA a representarem 52% (vs. 57% no 1S12). O EBITDA no 1S13 incluiu um item não-recorrente relativo à redução de um CAE nos EUA no montante de €14M. Excluindo este impacto, o EBITDA aumentou 9% no período (+€43M). O impacto cambial foi negativo em €3M)

**BRASIL (14% do EBITDA) - A contribuição da EDPB para o EBITDA do grupo EDP recuou 9% (-€26M) vs. 1S12**, para €272M no 1S13, penalizado por um impacto cambial desfavorável. Em moeda local, o EBITDA aumentou 1% vs. 1S12 (+R\$7M) para R\$727M no 1S13. Na distribuição, o EBITDA subiu 32% (+R\$83M), suportado por menores desvios tarifários negativos (-R\$139M vs. 1S12), por uma subida de 14% dos custos operacionais e por um ganho não-recorrente de R\$16M no 1T12. O EBITDA da geração caiu 22%, penalizado pelo contributo negativo da central a carvão Pecém I no 1S13 (-R\$104M). O EBITDA da comercialização mais do que duplicou (+R\$35M), beneficiando de uma posição longa favorável e de um aumento dos volumes fornecidos a preços superiores. O impacto cambial foi negativo em €29M, em linha com a depreciação do BRL vs. Euro, em 10%.

# Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.	1T13	2T13	3T13	4T13	2T13 QoQ	
									Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA</b>	<b>1.957</b>	<b>1.885</b>	<b>4%</b>	<b>72</b>	<b>1.072</b>	<b>885</b>			<b>-17%</b>	<b>-187</b>
Provisões	37	7	446%	30	9	27			190%	18
Amortizações	719	717	0%	2	360	359			0%	-1
Compensação de amortizações	(14)	(13)	-3%	-0	(7)	(7)			-1%	-0
<b>EBIT</b>	<b>1.214</b>	<b>1.174</b>	<b>3%</b>	<b>40</b>	<b>709</b>	<b>505</b>			<b>-29%</b>	<b>-204</b>
Juros financeiros líquidos	(400)	(343)	-16%	-57	(195)	(205)			-6%	-11
Custos financeiros capitalizados	69	68	1%	1	35	34			-3%	-1
Diferenças de câmbio e Derivados	(20)	(31)	37%	11	12	(32)			-	-44
Rendimentos de particip. de capital	4	5	-18%	-1	0	4			-	4
Unwinding c/ resp. pensões e actos médicos	(36)	(46)	22%	10	(18)	(18)			1%	0
Outros ganhos e perdas financeiros	50	(6)	-	55	6	44			675%	38
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(333)</b>	<b>(353)</b>	<b>6%</b>	<b>20</b>	<b>(160)</b>	<b>(173)</b>			<b>-8%</b>	<b>-13</b>
<b>Ganhos/(Perdas) em Associadas</b>	<b>19</b>	<b>10</b>	<b>80%</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>11</b>			<b>33%</b>	<b>3</b>
<b>Ganhos/(Perdas) Alienação Activos Financeiros</b>	<b>0</b>	<b>3</b>	<b>-100%</b>	<b>-3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>			<b>-</b>	<b>-0</b>
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>900</b>	<b>835</b>	<b>8%</b>	<b>66</b>	<b>557</b>	<b>343</b>			<b>-38%</b>	<b>-215</b>
<b>IRC e Impostos diferidos</b>	<b>190</b>	<b>159</b>	<b>20%</b>	<b>31</b>	<b>149</b>	<b>41</b>			<b>-72%</b>	<b>-108</b>
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>21%</i>	<i>19%</i>	<i>-</i>	<i>2,1 pp</i>	<i>27%</i>	<i>12%</i>			<i>-</i>	<i>-14,8 pp</i>
EDP Renováveis	49	28	77%	21	34	15			-55%	-19
Energias do Brasil	53	63	-15%	-10	38	16			-58%	-22
Outros	5	3	42%	1	2	3			24%	1
<b>Interesses Minoritários</b>	<b>107</b>	<b>94</b>	<b>14%</b>	<b>13</b>	<b>74</b>	<b>33</b>			<b>-55%</b>	<b>-40</b>
<b>Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP</b>	<b>603</b>	<b>582</b>	<b>4%</b>	<b>21</b>	<b>335</b>	<b>268</b>			<b>-20%</b>	<b>-66</b>

As **provisões** no 1S13 e no 2T13 atingiram os €37M e €27M respectivamente, estando essencialmente relacionadas com contingências laborais relativas a remunerações no Brasil (€8M) e com provisões relativas a litígios e outros em Espanha (€11M).

As **amortizações líquidas** (da compensação pelos activos subsidiados) mantiveram-se estáveis no 1S13, uma vez que o comissionamento de nova capacidade ao nível da EDP Renováveis e de um novo aproveitamento hídrico em Portugal foram parcialmente compensados pelo descomissionamento da central de Setúbal e pela venda da central de cogeração da Soporgen (efeito combinado de €14M) e de menores horas de funcionamento nas nossas centrais a carvão em Espanha (€13M).

No 1S13 os **custos financeiros líquidos** desceram 6% ou €20M para €333M. Os **juros financeiros líquidos** suportados subiram 16% para €400M no 1S13 reflectindo a subida em 5% da dívida líquida média e também da subida do custo médio da dívida de 4,0% no 1S12 para 4,2% no 1S13. As **diferenças de câmbio e derivados** no 1S13 totalizaram €20M relacionadas sobretudo com resultados com energia e commodities. Os **outros ganhos e perdas financeiros** aumentaram €55M para €50M no 1S13, reflectindo um ganho de €41M com as transacções de securitizações tarifárias.

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** aumentaram €8M para €19M no 1S13 essencialmente devido a uma maior contribuição da nossa participação na ENEOP Portugal (+€6M no 1S13).

O **imposto sobre o rendimento** ascendeu a €190M no 1S13, representando uma taxa efectiva de 21% o que compara com um imposto sobre o rendimento e uma taxa efectiva mais baixa no 1S12. Os impostos em Espanha incluem um impacto positivo não-recorrente de €80M dos quais €132M estão relacionados com uma reavaliação fiscal da base de activos em Espanha, suportada pela Lei 16/2012.

Os **interesses não controláveis** aumentaram 14% para €107M no 1S13, dado que a queda nos lucros ao nível da EDP Brasil foi mais do que compensada pelo aumento do resultado líquido ao nível da EDP Renováveis e também o impacto da venda de interesses não controláveis em parques eólicos à Borealis no 4T12. De salientar o futuro impacto da conclusão da venda pela EDPR de interesses não controláveis em parques eólicos em Portugal à CTG no final de Jun-13.

Em suma, o **lucro líquido atribuível a accionistas da EDP** subiu 4% para €603M no 1S13.

# Investimento Operacional



Invest. Operacional (€ M)	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
Prod. contratada (P. Ibérica)	19	18	6%	+1
Liberalizado (P. Ibérica)	264	208	27%	+57
Redes reguladas (P. Ibérica)	161	184	-13%	-23
Eólico & Solar	12	109	-89%	-98
Brasil	162	159	2%	+3
Outros	17	12	40%	+5
<b>Grupo EDP</b>	<b>635</b>	<b>690</b>	<b>-8%</b>	<b>-55</b>
<b>Expansão</b>	<b>369</b>	<b>402</b>	<b>-8%</b>	<b>-33</b>
<b>Manutenção</b>	<b>266</b>	<b>288</b>	<b>-8%</b>	<b>-22</b>

	1T12	2T12	3T12	4T12	1T13	2T13	3T13	4T13
	8	10	11	15	11	8	-	-
	86	122	156	161	139	125	-	-
	82	103	80	139	71	89	-	-
	55	54	154	343	(53)	65	-	-
	89	70	95	135	70	92	-	-
	6	6	12	20	7	10	-	-
<b>325</b>	<b>365</b>	<b>507</b>	<b>813</b>	<b>245</b>	<b>391</b>	-	-	
<b>189</b>	<b>213</b>	<b>350</b>	<b>567</b>	<b>129</b>	<b>241</b>	-	-	
<b>136</b>	<b>152</b>	<b>158</b>	<b>246</b>	<b>116</b>	<b>150</b>	-	-	



Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 1S13	Invest. Acumulado (1)
Hídricas Portugal	1.468	224	1.023
Eólico e Solar (2)	242	23	281
Hídrica Brasil	592	78	214
<b>Total</b>	<b>2.302</b>	<b>325</b>	<b>1.518</b>

O **investimento operacional consolidado** totalizou €635M no 1S13, menos 8% em relação ao período homólogo. De notar que em Jan-13, a EDP Renováveis ('EDPR') recebeu um 'cash-grant' (subsídio ao investimento) nos EUA de €92M relativo ao parque eólico de Marble River (instalados no 4T12), o que explica o reduzido montante de investimento da EDPR no 1S13. Excluindo este impacto, o investimento operacional subiu 5%, para €727M no 1S13, devido a um aumento de 15% do investimento de expansão, fruto de um investimento superior nas actividades liberalizadas (novas hídricas em Portugal). O investimento de manutenção caiu 8%, para €266M no 1S13, devido a menores necessidades de investimento nas redes reguladas na P. Ibérica.

O investimento em **nova capacidade hídrica em Portugal** totalizou €245M no 1S13, maioritariamente alocado aos trabalhos em curso de construção/repotenciação de 5 projectos hídricos: €224M em 1.468MW de capacidade com arranque previsto em 2014/16 – 2 repotenciações (963MW) e 3 novas barragens (505MW).

O investimento em **nova capacidade eólica e solar**, ao nível da EDPR, totalizou €12M, ou €104M excluindo o 'cash-grant' de €92M recebido em Jan-13, tendo sido maioritariamente alocado à capacidade adicionada no 1S13 (+130MW na Polónia, +28MW na Roménia e +4MW em Portugal, toda capacidade eólica) e aos 242MW de capacidade em construção: 230MW eólicos (132MW na Roménia, 60MW na Polónia, 30MW em Itália e 8MW em França) e 12MW de capacidade solar.

No **Brasil**, o investimento totalizou €162M no 1S13, dos quais: i) €34M foram investidos em Pecém I, uma central a carvão de 360MW, cujo 1º grupo entrou em operação em Dez-12, enquanto o 2º grupo iniciou a operação comercial em Mai-13; e ii) €78M foram investidos em novas hídricas, a grande maioria em Jari (373MW com entrada em operação prevista para 2015).

Os **desinvestimentos líquidos** perfizeram um total de €373M no 1S13. Os desinvestimentos incluem: i) €257M relativos à conclusão em Jun-13 da venda à CTG 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 €368M, incluindo suprimentos; ii) €245M relacionados 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. Os investimentos financeiros referem-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 algumas taxas de sucesso relacionadas com o desenvolvimento da nossa actividade eólica.

Em síntese, a EDP investiu até agora €1,5MM em 2,3GW de nova capacidade de produção em construção. Em perspectiva, a EDP planeia um investimento operacional total de c€2,0MM em 2013.

Principais Investimentos Líquidos (€ M)	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Investimentos</b>	<b>140</b>	<b>52</b>	<b>171%</b>	<b>+88</b>
Perímetro consolidação EDPR	36	10	-	+25
Activos de gas	96	-	-	+96
Projecto hídrico Jari (Brasil)	-	40	-	-40
Outros	8	2	437%	+7
<b>Desinvestimentos</b>	<b>513</b>	<b>9</b>	<b>-</b>	<b>+504</b>
Perímetro consolidação EDPR	0	7	-96%	-6
Activos de gás (Espanha)	245	-	-	+245
EDPR Portugal (49%)	257	-	-	+257
Outros	10	2	-	+8
<b>Total</b>	<b>(373)</b>	<b>43</b>	<b>-</b>	<b>-416</b>

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

# Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>EBITDA</b>	<b>1.957</b>	<b>1.885</b>	<b>4%</b>	<b>+72</b>
Imposto corrente	(290)	(45)	-549%	-245
Juros financeiros líquidos	(400)	(343)	-16%	-57
Resultados de associadas e dividendos	23	15	48%	+7
Outros ajustamentos	(49)	(44)	-12%	-5
<b>FFO</b>	<b>1.241</b>	<b>1.468</b>	<b>-16%</b>	<b>-228</b>
Juros financeiros líquidos	400	343	16%	+57
Resultados e dividendos de associadas	(23)	(15)	-48%	-7
Investimento em fundo de maneio	469	(724)	-	+1.193
Défice e desvios tarifários	(32)	(629)	95%	+598
Outros	501	(94)	-	+595
<b>Fluxo das Actividades Operacionais</b>	<b>2.087</b>	<b>1.073</b>	<b>95%</b>	<b>+1.014</b>
Investimento operacional de expansão	(369)	(402)	8%	+33
Investimento operacional em melhorias	(266)	(288)	8%	+22
Var. de fundo maneio de fornecedores de imobilizado	(393)	(375)	-5%	-18
<b>Cash Flow Operacional Líquido</b>	<b>1.059</b>	<b>7</b>	<b>-</b>	<b>+1.051</b>
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	373	(43)	-	+416
Juros financeiros líquidos pagos	(366)	(380)	4%	+15
Dividendos recebidos	12	11	9%	+1
Dividendos pagos	(716)	(770)	7%	+55
Recebimentos/(pagamentos) de parceiros instit. nos EUA	(23)	(7)	-239%	-16
Variações cambiais	74	(18)	-	+92
Outras variações não operacionais	132	127	4%	+5
<b>Redução/(Aumento) da Dívida Líquida</b>	<b>545</b>	<b>(1.073)</b>	<b>-</b>	<b>+1.619</b>

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Actividades Operacionais</b>				
Recebimentos de clientes	7.580	7.501	1%	+79
Recebimentos por securitização dos ajust. tarifários	1.008	168	500%	+840
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(6.114)	(6.401)	4%	+287
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(315)	(162)	-94%	-152
<b>Fluxo gerado pelas operações</b>	<b>2.159</b>	<b>1.106</b>	<b>95%</b>	<b>+1.054</b>
Receb./ (pagamentos) de imposto sobre o rendimento	(73)	(33)	-	-40
<b>Fluxo das Actividades Operacionais</b>	<b>2.087</b>	<b>1.073</b>	<b>95%</b>	<b>+1.014</b>
<b>Fluxo das Actividades de Investimento</b>	<b>(934)</b>	<b>(1.050)</b>	<b>11%</b>	<b>+116</b>
<b>Fluxo das Actividades de Financiamento</b>	<b>(1.092)</b>	<b>(299)</b>	<b>-265%</b>	<b>-793</b>
<b>Varição de caixa e seus equivalentes</b>	<b>61</b>	<b>(277)</b>	<b>-</b>	<b>+337</b>
Efeito das diferenças de câmbio	(26)	(13)	-95%	-12

O FFO caiu 16% no período para €1.241M no 1S13, reflectindo: i) um aumento de €245M do imposto corrente, essencialmente explicado por um aumento dos resultados obtidos bem como pelo impacto em imposto corrente da venda sem recurso do défice tarifário de electricidade em Portugal (€714M no 1S13); e ii) a um aumento de €57M dos juros financeiros líquidos devido a um aumento da dívida líquida média (+€0,8MM) e a uma subida de 20pb do custo médio da dívida (4,2% no 1S13); que mais do que compensaram o aumento de 4% do EBITDA.

O fluxo das actividades operacionais quase duplicou para €2.087M no 1S13. De notar que os recebimentos futuros da actividade regulada permaneceram quase estáveis vs. Dez-12 (+€32M), reflectindo: i) +€91M das nossas actividades reguladas em Portugal, incluindo o recebimento de €714M de activos da actividade regulada através de operações de securitização realizadas no 1S13; e ii) -€59M das nossas actividades em Espanha, incluindo €249M de activos da actividade regulada securitizados no 1S13. Os outros investimentos em fundo de maneio totalizaram €501M no 1S13 e beneficiaram essencialmente de uma redução dos inventários de carvão bem como de uma queda dos valores a receber.

O investimento operacional de expansão caiu 8% no período, ou €33M, para €369M no 1S13, devido ao recebimento de um 'cash-grant' de €92M pela EDP Renováveis ('EDPR') nos EUA. 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 €373M no 1S13, reflectindo essencialmente: 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 (€257M); 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 €716M de dividendos pagos no 1S13 inclui também o montante pago ao interesses não controláveis, essencialmente ao nível da EDP Brasil.

Os €74M de impacto positivo na dívida relativo a variações cambiais reflectem essencialmente a depreciação de 6% do BRL face ao EUR, entre Dez-12 e Jun-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 €0,5MM vs. Dez-12 para €17,7MM a Jun-13.

# Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Jun. vs. Dez.		
	Jun-13	Dez-12	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	20.734	20.905	-171
Activos intangíveis	6.282	6.542	-260
Goodwill	3.313	3.318	-5
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	369	587	-219
Impostos, correntes e diferidos	785	776	9
Inventários	283	378	-95
Clientes, líquido	1.993	2.377	-384
Outros activos, líquido	5.687	5.620	68
Depósitos colaterais	489	428	60
Caixa e equivalentes de caixa	1.730	1.695	35
<b>Total do Activo</b>	<b>41.665</b>	<b>42.628</b>	<b>-963</b>
Capital Próprio (€ M)	Jun-13	Dez-12	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.218	8.192	26
Interesses não controláveis	3.183	3.239	-56
<b>Total do Capital Próprio</b>	<b>11.401</b>	<b>11.432</b>	<b>-30</b>
Passivo (€ M)	Jun-13	Dez-12	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	19.954	20.523	-569
<i>Médio e longo prazo</i>	<i>14.735</i>	<i>16.716</i>	<i>-1.980</i>
<i>Curto prazo</i>	<i>5.219</i>	<i>3.808</i>	<i>1.411</i>
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.866	1.933	-67
Parcerias institucionais, eólico EUA	1.633	1.680	-47
Provisões	402	383	19
Impostos, correntes e diferidos	1.521	1.320	201
Outros passivos, líquido	4.888	5.357	-469
<b>Total do Passivo</b>	<b>30.264</b>	<b>31.196</b>	<b>-932</b>
<b>Total do Capital Próprio e Passivo</b>	<b>41.665</b>	<b>42.628</b>	<b>-963</b>
Benefícios aos Empregados (€ M)	Jun-13	Dez-12	Δ Abs.
Pensões (3)	865	939	-74
Actos médicos e outros	1.001	994	7
<b>Benefícios aos Empregados</b>	<b>1.866</b>	<b>1.933</b>	<b>-67</b>
Passivo com Investidores Institucionais (€ M)	Jun-13	Dez-12	Δ Abs.
Parcerias Institucionais, Eólico EUA	1.633	1.680	-47
(-) Proveitos diferidos	727	738	-11
<b>Passivo com Investidores Institucionais</b>	<b>906</b>	<b>942</b>	<b>-36</b>
Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Jun-13	Dez-12	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (1)	1.680	1.543	137
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	608	654	-46
Espanha (2)	365	424	-59
Brasil (4)	100	89	11
<b>Receb. Futuros da Actividade Regulada</b>	<b>2.753</b>	<b>2.710</b>	<b>42</b>

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** diminuiu €0,4MM vs. Dez-12 para €27,0MM a Jun-13, reflectindo: i) +€0,6MM de investimento operacional no período; ii) -€0,7MM de amortizações no mesmo período; iii) um impacto líquido de -€0,2MM ligado à depreciação do Real Brasileiro (-6%) e apreciação do Dólar Americano (+1%) face ao Euro; iv) um impacto líquido de -€0,1MM suportado pelo consumo e entregas de licenças de CO2 no período. A Jun-13, existiam €3,2MM de imobilizado em curso (12% 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 €369M a Jun-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 e passivos, correntes e diferidos**, caíram €0,2MM vs. Dez-12, na sequência de um aumento do montante de imposto sobre o rendimento colectivo (IRC) a pagar.

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

A observada evolução 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 apenas €0,1MM vs. Dez-12 para €5,7MM a Jun-13, reflexo de um aumento de €0,2MM do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro em Portugal, incluindo o impacto das securitizações realizadas no período em Portugal (-€0,7MM).

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** aumentou €42M vs. Dez-12 para €2.753M a Jun-13, reflectindo: i) um aumento de €91M do montante originado em Portugal; ii) uma redução de €59M do montante proveniente de Espanha; e iii) um aumento de €11M do montante originado pela nossa actividade no Brasil, devido essencialmente ao aumento do custo médio de aquisição de energia.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** permaneceram estáveis nos €8,2MM a Jun-13, reflectindo €603M de resultado líquido gerado no período e o pagamento de €671M relativos ao dividendo anual.

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 €1,9MM a Jun-13.

O **passivo relativo a parcerias institucionais**, relacionado com as nossas operações eólicas nos EUA, diminuiu €36M vs. Dez-12, para €906M a Jun-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 €0,5MM vs. Dez-12, reflexo de uma redução dos montantes a pagar a fornecedores de imobilizado e outros fornecedores.

(1) 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

(2) Montantes líquidos dos custos com "CO2 Clawback".

(3) Pensões incluem a provisão relativa a custos de programas de reestruturação de RH da EDPD (recuperados na tarifa);

(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)

	Jun-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	16.860	17.419	-3%	-559
EDP Produção & Outros	218	238	-8%	-19
EDP Renováveis	891	912	-2%	-21
EDP Brasil	1.665	1.508	10%	157

## Dívida Financeira Nominal

	Jun-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
Juros da dívida a liquidar	308	332	-7%	-23
"Fair Value"(cobertura dívida)	12	115	-90%	-104
Derivados associados com dívida (2)	(42)	(166)	75%	124
Depósitos colaterais associados com dívida	(489)	(428)	-14%	-60

## Dívida Financeira

	Jun-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
<b>Dívida Financeira</b>	<b>19.634</b>	<b>20.076</b>	<b>-2%</b>	<b>-442</b>
<b>Caixa e Equivalentes</b>	<b>1.730</b>	<b>1.695</b>	<b>2%</b>	<b>35</b>
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	985	1.238	-20%	-253
EDP Renováveis	337	246	37%	91
EDP Brasil	408	212	93%	196
<b>Activos financ. ao justo valor atrav. resultados</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>5</b>

## Dívida Líquida do Grupo EDP

	Jun-13	Dez-12	Δ %	Δ Abs.
<b>Dívida Líquida do Grupo EDP</b>	<b>17.688</b>	<b>18.233</b>	<b>-3%</b>	<b>-545</b>

Linhas de Crédito em Jun-13 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	2.000	21	1.850	Nov-15
Linhas Crédito Domésticas	159	8	159	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	150	1	150	Renovável
<b>Total Credit Lines</b>	<b>2.309</b>		<b>2.159</b>	

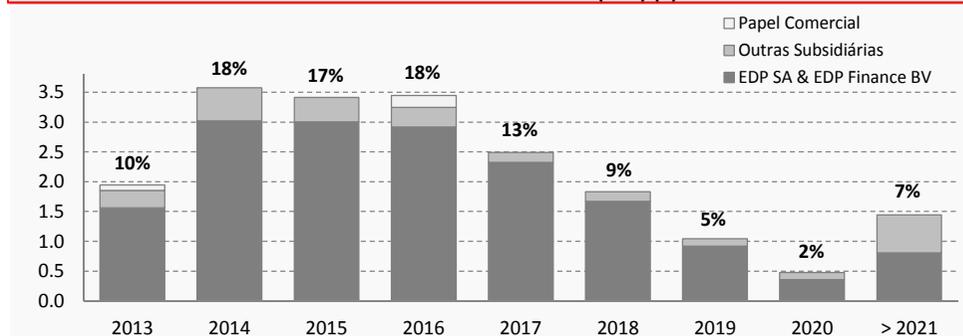
## Ratings da Dívida

	S&P	Moody's	Fitch
<b>EDP SA &amp; EDP Finance BV</b>	<b>BB+/Stable/B</b>	<b>Ba1/Neg/NP</b>	<b>BBB-/RWN/F3</b>
Último Relatório de Rating	22-03-2013	21-06-2013	16-07-2013

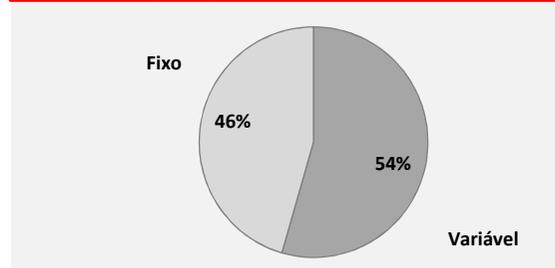
## Rácios de Dívida

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

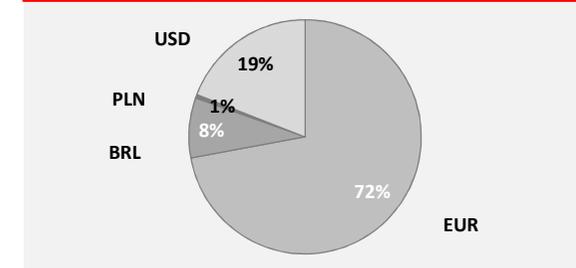
## Maturidade da Dívida a Jun-13 (€ M) (1)



## Dívida por Tipo de Taxa de Juro - Jun-13 (1)



## Dívida por Tipo de moeda - Jun-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 Jul-13, depois do Governo espanhol ter anunciado novas medidas regulatórias para resolver o problema do défice tarifário gerado pelo sistema eléctrico, a Fitch colocou o "rating" das "utilities" com elevada exposição a Espanha sob vigilância negativa, entre as quais o rating "BBB-" da EDP. A Fitch deverá pronunciar-se em relação à colocação sob vigilância negativa depois de analisar o impacto sobre os rácios de crédito, as directrizes de "rating" e as alterações aos planos de investimento das empresas.

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 refinarçar 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.

No âmbito da parceria estratégica com a CTG, a EDPR concluiu em Jun-13 a venda de uma participação minoritária na EDPR Portugal por €368M (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 Jun-13, a maturidade média da dívida era de 3,8 anos. O peso taxa fixa na dívida do Grupo permaneceu estável vs. Mar-13 nos 46% a Jun-13. No final de Jun-13, o montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €4,5MM, incluindo os restantes €645M provenientes do mencionado financiamento em modalidade 'revolving' assinado em Jan-13. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento ao longo de 2014.

(1) Valor Nominal;

(2) Derivados relacionados com net investment e fair-value de cobertura de dívida;



Áreas de Negócio

# Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1S13	1S12	Δ%	1S13	1S12	Δ%	1S13	1S12	Δ%
Hidroeléctrica	8,6	2,6	234%	21,4	9,7	120%	29,9	12,3	143%
Nuclear	0,0	-	-	28,2	30,3	-7%	28,2	30,3	-7%
Carvão	4,7	6,1	-22%	12,6	28,1	-55%	17,4	34,2	-49%
CCGT	0,5	2,8	-81%	10,5	19,4	-46%	11,0	22,2	-50%
Fuel/gas/diesel	0,0	0,0	-92%	-	-	-	0,0	0,0	-92%
Auto-consumo	0,0	-	-	(2,7)	(4,0)	-33%	(2,7)	(4,0)	-33%
(-) Bombagem	(0,7)	(0,6)	12%	(4,1)	(2,6)	58%	(4,7)	(3,2)	49%
<b>Regime Convencional</b>	<b>13,2</b>	<b>10,8</b>	<b>22%</b>	<b>66,0</b>	<b>81,0</b>	<b>-19%</b>	<b>79,1</b>	<b>91,8</b>	<b>-14%</b>
Eólica	6,4	4,9	30%	29,9	24,9	20%	36,4	29,9	22%
Outras	5,4	4,4	22%	30,0	27,5	9%	35,4	32,0	11%
<b>Regime Especial</b>	<b>11,9</b>	<b>9,4</b>	<b>26%</b>	<b>59,9</b>	<b>52,4</b>	<b>14%</b>	<b>71,8</b>	<b>61,8</b>	<b>16%</b>
Importação/(exportação)	(0,7)	4,6	-	(2,9)	(5,7)	-49%	(3,6)	(1,1)	221%
<b>Consumo Referido à Emissão</b>	<b>24,3</b>	<b>24,8</b>	<b>-1,7%</b>	<b>123,0</b>	<b>127,8</b>	<b>-3,8%</b>	<b>147,3</b>	<b>152,5</b>	<b>-3,4%</b>
Corrigido temperatura, dias úteis			-0,6%			-2,6%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1S13	1S12	Δ%	1S13	1S12	Δ%	1S13	1S12	Δ%
Procura convencional	22,0	19,0	16%	149,3	148,3	1%	171,3	167,3	2%
Procura para produção electricidade	1,2	5,8	-79%	24,2	42,3	-43%	25,5	48,1	-47%
<b>Procura Total</b>	<b>23,2</b>	<b>24,9</b>	<b>-7%</b>	<b>173,5</b>	<b>190,6</b>	<b>-9%</b>	<b>196,8</b>	<b>215,5</b>	<b>-9%</b>

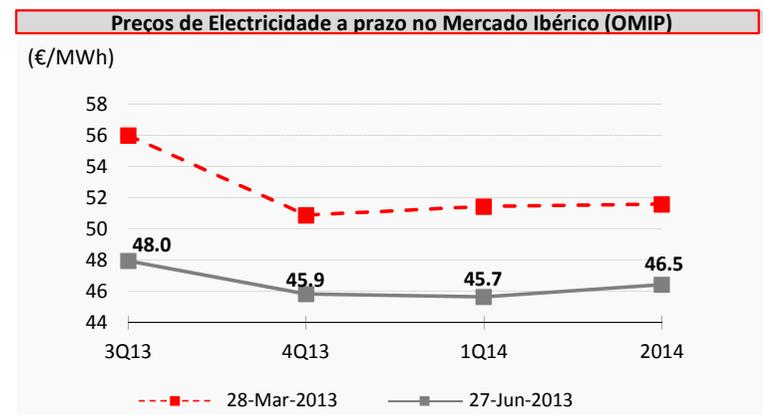
A procura de electricidade na P. Ibérica (P.I.) caiu 3,4% no 1S13 no seguimento de uma menor queda no 2T13 (-2,8%). Em Espanha (83% da P.I.), a procura recuou 3,8% no 1S13 (-2,6% ajustada dos efeitos temperatura e dias úteis), devido à queda da produção industrial. Em Portugal (17% da P.I.), a procura desceu 1,7% no 1S13 (0,6% ajustada de temperatura e dias úteis), com a queda de procura a abrandar no 2T13 (-1,1% no 2T13 vs. -2,3% no 1T13).

A capacidade instalada na P. I. subiu 1% (+1,4GW) no 1S13, no seguimento de um aumento de 1,8GW em Espanha (sobretudo através do solar, cogeração e eólica) e de uma redução de 0,4GW em Portugal (dado que o encerramento de capacidade a fuelóleo e cogeração compensou as adições de capacidade hídrica e eólica). A produção eólica e também a hídrica líquida de bombagem cresceram 6,5TWh e 16,1TWh respectivamente, suportado não apenas pelos aumentos de capacidade mas sobretudo devido ao tempo ventoso e húmido que se fez sentir na P.I. no 1S13 vs condições particularmente desfavoráveis para a produção eólica e hídrica no 1S12: coeficiente de hidraulicidade na P.I. acima de 1,28 no 1S13 vs menos de 0,50 no 1S12 e coeficiente de eolicidade em Portugal de 1,28 no 1S13 vs 1,01 no 1S12. Dado que o consumo referido à emissão caiu 5,2TWh no 1S13 vs 1S12 e uma vez que os recursos hídricos e eólicos foram bastante elevados, a procura residual térmica reduziu-se em 27,9TWh, conduzindo a uma queda de c50% na produção baseada em carvão e gás no período homólogo. A produção nuclear caiu 7% devido aos trabalhos iniciais de descomissionamento da central de Garoña e também a algumas paragens. Portugal e a P.I. como um todo aumentaram as suas exportações líquidas em respectivamente 5,3TWh e 2,5TWh, fruto do tempo chuvoso e também de preços de electricidade mais elevados em França no 1T13.

O preço médio à vista em Espanha foi 23% mais baixo no 1S13 vs 1S12, fixando-se em €37,3/MWh (€40,3/MWh no 1T13 e €34,2/MWh no 2T13), sendo €1,3/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 CO<sub>2</sub> recuou 43%, para €4,2/ton no 1S13. O preço médio final da electricidade em Espanha manteve-se €14/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% no 1S13 vs 1S12, uma vez que o consumo reduzido de centrais a gás, devido a fracos níveis de utilização, mais do que compensou os 2% de aumento na procura convencional sobretudo em Portugal.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1S13	1S12	Δ%
Hídrica	22,1	21,7	2%
Nuclear	7,5	7,5	-
Carvão	12,1	12,6	-4%
CCGT	28,8	28,6	0%
Fuel/gas/diesel	1,0	2,2	-56%
<b>Regime Convencional</b>	<b>71,4</b>	<b>72,5</b>	<b>-2%</b>
Eólica	27,3	26,1	5%
PRE's (outras)	20,4	19,0	7%
<b>Regime Especial</b>	<b>47,7</b>	<b>45,2</b>	<b>6%</b>
<b>Total</b>	<b>119,1</b>	<b>117,7</b>	<b>1%</b>



Factores Chave	1S13	1S12	Δ%
Coef. hidraulicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,28	0,33	288%
Espanha	1,31	0,48	173%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,28	1,01	27%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	36,0	49,7	-28%
Espanha	37,3	48,4	-23%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	51,0	60,0	-15%
Direitos de emissão de CO <sub>2</sub> , €/ton (1)	4,2	7,4	-43%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	83,0	95,4	-13%
Gás NBP, €/MWh (1)	28,0	24,1	16%
Brent, USD/Barril (1)	107,5	113,3	-5%
EUR/USD (1)	1,31	1,30	1%

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



DR Operacional (€ M)	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Receitas CAE/CMEC</b>	<b>501</b>	<b>596</b>	<b>-16%</b>	<b>-95</b>
Receitas no mercado (i)	434	361	20%	+73
Desvio anual (ii)	116	285	-59%	-169
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	(49)	(50)	2%	+1
<b>Custos Directos: CAE/CMEC</b>	<b>122</b>	<b>155</b>	<b>-21%</b>	<b>-32</b>
Carvão	92	136	-32%	-44
Fuel	1	2	-16%	-0
CO2 e outros custos (líquidos)	29	17	65%	+11
<b>Margem Bruta CAE/CMEC</b>	<b>379</b>	<b>441</b>	<b>-14%</b>	<b>-63</b>
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	30	33	-11%	-4
Mini-hídricas	40	12	226%	+28
<b>Margem Bruta Regime Especial</b>	<b>70</b>	<b>46</b>	<b>53%</b>	<b>+24</b>
Custos Operacionais Líquidos (1)	76	85	-10%	-8
<b>EBITDA</b>	<b>372</b>	<b>402</b>	<b>-7%</b>	<b>-30</b>
Amortizações & provisões líquidas	87	100	-13%	-13
<b>EBIT</b>	<b>286</b>	<b>302</b>	<b>-6%</b>	<b>-17</b>
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	7	9	-17%	-1
Empregados (#)	1.245	1.326	-6%	-81

CAE/CMEC: Dados-chave	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Disponibil. Real/Contratada</b>				
Hídrica	1,05	1,05	0%	+0,0
Térmica	1,05	1,08	-3%	-0,0
<b>Capacidade Instalada (MW)</b>	<b>5.274</b>	<b>6.221</b>	<b>-15%</b>	<b>-946</b>
Hídrica (3)	4.094	4.094	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Fuelóleo	-	946	-	-946

Regime Especial: Dados-chave	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Produção de Electricidade (GWh)</b>	<b>1.120</b>	<b>1.152</b>	<b>-3%</b>	<b>-33</b>
Mini-hídricas Portugal	424	132	221%	+292
Térmica em Portugal	351	591	-41%	-239
Térmica em Espanha	345	430	-20%	-85
<b>Margem Bruta Média (€/MWh)</b>				
Mini-hídricas Portugal	95	94	2%	+2
Térmica em Portugal	28	28	-0%	-0
Térmica em Espanha	58	39	48%	+19

Investimento Operacional (€M)	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Produção PPA/CMEC</b>	<b>20</b>	<b>15</b>	<b>36%</b>	<b>+5</b>
Recorrente - Hídricas	8	9	-18%	-2
Recorrente - Térmicas	12	5	150%	+7
Não recorrentes (ambiental)	0	1	-23%	-0
<b>Regime Especial</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>-55%</b>	<b>-2</b>
Expansão	0	0	-100%	-0
Manutenção	1	3	-55%	-2
<b>Total</b>	<b>22</b>	<b>18</b>	<b>20%</b>	<b>+4</b>

O EBITDA da produção contratada de L.P. caiu 7% para €372M no 1S13, dado que a produção mini-hídrica mais elevada devido ao tempo húmido no 1S13 vs um 1S12 muito seco foi mais do que compensado pelo fim do CAE da central a fuelóleo de Setúbal em Dez-12 (EBITDA: +€53M no 1S12) e menores resultados com CO<sub>2</sub> (-€8M).

A margem bruta de CAE/CMEC desceu €63M no 1S13 para €379M, no seguimento de: (i) fim do CAE de Setúbal em Dez-12 (€56M no 1S12); (ii) depreciação da base de activos (impacto de €9M no 1S13); (iii) perdas com CO<sub>2</sub> devido à queda do preço do CO<sub>2</sub> (-€7M no 1S13 vs +€1M no 1S12) o que foi parcialmente compensado por (iv) resultados superiores com combustíveis e vendas de estoques de combustíveis dado o encerramento de Setúbal (efeito combinado de +€8M no 1S13).

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado (“revisibilidade”) ascendeu a €116M no 1S13, fruto sobretudo dos baixos preços à vista no 1S13. Este valor será recuperado nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso. As centrais hídricas registaram um desvio de €69M no 1S13, uma vez que o efeito da produção 9% acima da referência do CMEC foi ultrapassado por preço médio realizado 30% abaixo da referência do CMEC. O desvio gerado nas centrais térmicas no 1S13 ascendeu a €47M devido ao efeito conjunto de volumes 15% abaixo da referência do CMEC e uma margem média unitária 19% 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 (€31M em 1S13). 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 €24M, para €70M no 1S13, beneficiando de um aumento de 2,2x 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 (€6M de margem bruta no 1S12; €12M de EBITDA 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<sup>(1)</sup> caíram 10% (-€8M), para €76M no 1S13, decorrente de: (i) custo não recorrente no 1S12 (€5M); (ii) ganho de €2M no 1T13 com a venda da Soporgen; (iii) redução de €8M nos custos operacionais reflectindo custos inferiores de 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 (€7M no 1S13). As amortizações líquidas e provisões caíram €13M, devido ao encerramento de Setúbal e à venda da Soporgen.

O investimento operacional na produção contratada de L.P. foi 100% dedicado a manutenção e ascendeu a €22m no 1S13.

## 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 €10M de ganhos realizados no 1S13 e €9M de ganhos no 1S12; (3) Inclui Aguireira 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)	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>493</b>	<b>400</b>	<b>23%</b>	<b>+93</b>
Produção de electricidade	330	219	51%	+111
Portugal	96	56	71%	+40
Espanha	236	164	44%	+72
Ajustamentos	(2)	(1)	131%	-1
Comercialização de electricidade	153	154	-1%	-1
Comercialização de gás	21	33	-35%	-11
Ajustamentos	(11)	(6)	79%	-5
Custos Operacionais Líquidos (1)	260	218	19%	+42
<b>EBITDA</b>	<b>234</b>	<b>182</b>	<b>28%</b>	<b>+51</b>
Provisões	18	(2)	-	+19
Depreciações e amortizações líquidas	116	130	-11%	-14
<b>EBIT</b>	<b>100</b>	<b>54</b>	<b>85%</b>	<b>+46</b>

Performance Electricidade	1S13	1S12	Δ%	1S13	1S12	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		
Produção Electricidade (4)	5.909	5.991	-1%	27,1	41,8	-35%
Compras de Electricidade	15.779	16.436	-4%	44,6	53,6	-17%
<b>Fontes de Electricidade</b>	<b>21.688</b>	<b>22.427</b>	<b>-3%</b>	<b>39,9</b>	<b>50,5</b>	<b>-21%</b>

	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (3)		
Perdas na Rede	1.082	654	66%	n.a.	n.a.	-
Cientes Finais - Retalho	15.234	15.150	1%	62,3	61,1	2%
Mercado Grossista	5.371	6.623	-19%	67,4	66,8	1%
<b>Destinos de Electricidade</b>	<b>21.688</b>	<b>22.427</b>	<b>-3%</b>	<b>60,5</b>	<b>61,0</b>	<b>-1%</b>

Margem Bruta Electricidade (€ M)	1S13	1S12	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	20,6	10,5	96%	+10
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (5)	(3,9)	(1,2)	-221%	-3
Margem Unitária (€/MWh)	16,7	9,3	79%	+7
Volume Total (TWh)	21,7	22,4	-3%	-1
<b>Fontes &amp; Destinos Electricidade</b>	<b>363</b>	<b>209</b>	<b>74%</b>	<b>+154</b>
Serviços Comerciais Partilhados (6)	110	109	1%	+2
Outros (7)	10	55	-82%	-46
<b>Total</b>	<b>483,3</b>	<b>373,3</b>	<b>29%</b>	<b>+110</b>

Destinos de Gás (TWh)	1S13	1S12	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	3,0	6,7	-56%	-4
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre (8)	16,8	16,9	-1%	-0
<b>Total</b>	<b>19,8</b>	<b>23,6</b>	<b>-16%</b>	<b>-4</b>

O EBITDA das actividades liberalizadas cresceu 28%, para €234M no 1S13, suportado por (i) volumes hídricos da EDP superiores a 3x devido ao tempo chuvoso no 1S13 vs tempo seco no 1S12 e pelo início das operações de nova capacidade hídrica em Portugal no período, o que propiciou a descida em 35% no custo médio da produção; (ii) redução de 17% nos custos médios de compras de electricidade nos mercados grossistas devido a uma gestão de energia adequada e a condições climáticas diferentes no 1S13 vs 1S12; (iii) aumento de 1% nos volumes de venda a clientes na Pen. Ibérica a um preço ligeiramente mais alto; (iv) deterioração da rentabilidade das centrais térmicas devido a reduzidos níveis de utilização e (v) não recebimento de garantia de potência em Portugal no 1S13 vs €19M no 1S12 e novos impostos sobre a produção em Espanha no valor de €29M no 1S13.

A margem bruta no negócio de electricidade aumentou 29% para €483M no 1S13, baseado num aumento na margem média unitária que subiu de €9,3/MWh no 1S12 para €16,7/MWh no 1S13.

**Margens** (2)(3): A margem média alcançada melhorou em €7/MWh para €16,7/MWh no 1S13. O custo médio da electricidade vendida desceu 21% fruto dos efeitos conjugados de custos de produção mais reduzidos (-35%) devido à maior produção hídrica e de compras de electricidade mais baratas (-17%). O preço médio da electricidade vendida desceu 1% no 1S13 vs 1S12 reflectindo um mix diferente nos volumes vendidos: maior peso de volumes a clientes finais vs. volumes para mercados grossistas. O preço médio de venda nos mercados grossistas subiu 1% devido ao aumento das vendas nos mercados complementares.

**Volumes:** O volume vendido desceu 3% no 1S13 vs 1S12 para 21.7TWh, resultado de uma queda de 19% nas vendas nos mercados grossistas e de volumes vendidos a clientes retalhistas estáveis. A nossa produção (líquida de bombagem) satisfaz 27% do total das necessidades das unidades de comercialização, tendo caído 1% e sofrido alterações ao nível do mix de produção (a hídrica contribuiu com 47% do total da produção no 1S13 vs 17% no 1S12).

O nosso abastecimento de gás no 1S13 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 16% para 20TWh (1,7bcm) no 1S13, suportado por uma queda de 56% no consumo de gás nas nossas centrais de ciclo combinado e também de uma redução de 1% 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 para praticamente 95% do montante de gás comprometido em 2013 e 45% para 2014. Adicionalmente, a EDP fechou posição para 100% da produção a carvão esperada em 2013. Para 2013 a EDP fechou vendas de electricidade a clientes de 30TWh e para 2014 já contratou a prazo 8TWh a um preço médio de €54/MWh.

(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)	1S13	1S12	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>330</b>	<b>219</b>	<b>51%</b>	<b>+111</b>
Portugal	96	56	71%	+40
Espanha	236	164	44%	+72
Ajustamentos	(2)	(1)	131%	-1
Fornecimentos e serviços externos	32	34	-6%	-2
Custos com pessoal	24	21	14%	+3
Custos com benefícios sociais	1	1	2%	+0
Outros custos operacionais (liq.)	45	22	106%	+23
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>102</b>	<b>78</b>	<b>31%</b>	<b>+24</b>
<b>EBITDA</b>	<b>228</b>	<b>141</b>	<b>62%</b>	<b>+87</b>
Provisões	1	2	-36%	-1
Deprec. e amortizações líquidas	108	118	-9%	-10
<b>EBIT</b>	<b>118</b>	<b>21</b>	<b>472%</b>	<b>+98</b>
<b>Empregados (#)</b>	<b>645</b>	<b>662</b>	<b>-3%</b>	<b>-17</b>

Dados-chave	1S13	1S12	Δ%	Δ Abs.
<b>Produção Electricidade (GWh)</b>	<b>6.278</b>	<b>6.230</b>	<b>1%</b>	<b>+48</b>
CCGT	437	1.509	-71%	-1.072
Carvão	2.387	3.124	-24%	-737
Hidroeléctrica	2.939	1.044	182%	+1.896
Nuclear	515	553	-7%	-38
<b>Custos Variáveis (€/MWh) (2)</b>	<b>25,5</b>	<b>40,2</b>	<b>-36%</b>	<b>-14,7</b>
CCGT	131,0	82,4	59%	+48,5
Carvão	39,1	36,9	6%	+2,2
Hidroeléctrica	2,6	8,4	-69%	-5,8
Nuclear	4,3	3,8	14%	+0,5
<b>Factores de Utilização (%)</b>				
CCGT	3%	9%	-	-7p.p.
Carvão	38%	49%	-	-11p.p.
Hidroeléctrica	42%	18%	-	24p.p.
Nuclear	76%	81%	-	-5p.p.
<b>Emissões CO2 (M. ton.)</b>				
Total de emissões (3)	3,3	4,4	-26%	-1,1
Licenças gratuitas (3)	0,0	5,2	-	-5,2

Investimento Operacional (€ M)	1S13	1S12	Δ%	Δ Abs.
<b>Expansão</b>	<b>245</b>	<b>178</b>	<b>38%</b>	<b>+67</b>
Hidroeléctrica	245	178	38%	+67
<b>Manutenção</b>	<b>10</b>	<b>24</b>	<b>-59%</b>	<b>-14</b>
Recorrente	10	24	-59%	-14
<b>Total</b>	<b>255</b>	<b>202</b>	<b>26%</b>	<b>+53</b>

A nossa actividade de produção em mercado é gerida de forma integrada com a actividade de comercialização de electricidade, na medida em que a produção é maioritariamente vendida às nossas unidades de comercialização a preços fixos.

A **produção** (não ajustada de volumes de bombagem) subiu 1%, para 6,3TWh no 1S13, dado que o forte aumento na produção hídrica (+1,9TWh) superou a queda nos ciclos combinados (-1,1TWh) e no carvão (-0,7TWh). Em Dez-12, iniciou-se a produção em Alqueva II (257MW), uma repotenciação com bombagem que permitirá melhorar a gestão de recursos hídricos na barragem de Alqueva. O **custo médio de produção** foi 36% mais baixo no 1S13 face ao 1S12, situando-se nos €26/MWh, fruto do incremento da produção com tecnologia hídrica mais barata. Desde 1-Jan-2013 que não existem licenças gratuitas de CO<sub>2</sub> para o sector eléctrico pelo que todas as licenças de emissão terão de ser compradas em mercado, colocando uma pressão de aumento nos custos de produção térmica.

**Carvão:** A **produção** caiu 24% no 1S13, fruto dos fortes recursos hídricos e eólicos na Pen. Ibérica no período. O **factor médio de utilização** caiu 11p.p. para 38% no 1S13. A central Soto 3 opera ao abrigo do RD 1221/2010 para o carvão nacional: em Fev-13, a Resolução 1736 definiu uma margem contratada em Soto 3 para um volume equivalente a 1,1TWh em 2013. No 1S13 a produção a partir de carvão doméstico foi de apenas 55GWh. O **custo médio da produção** a carvão atingiu os €39/MWh (+6%), devido sobretudo a custos mais elevados de CO<sub>2</sub> devido ao final das licenças gratuitas.

**CCGTs:** A **produção** caiu 71% no 1S13, devido ao efeito combinado de uma procura residual térmica mais reduzida e de uma baixa competitividade do gás vs carvão, implicando uma descida de 7p.p. no factor médio de utilização, para 3% no 1S13. O **custo médio de produção** atingiu €131/MWh no 1S13, 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 no 1S13 foi quase o triplo da do 1S12 devido ao efeito combinado do tempo húmido e de aumento de capacidade instalada (Alqueva II). Apesar dos maiores volumes de bombagem (369GWh no 1S13 vs 238GWh no 1S12) o custo médio de produção hídrica baixou 69% para €2,6/MWh dados os maiores volumes produzidos. A actividade de bombagem concentrou-se em Alqueva, com um custo médio c40% abaixo do preço à vista (vs. c25% no 1S12). O factor médio de utilização da produção nuclear caiu 5p.p. para 76% no 1S13 devido a paragem para reabastecimento de combustível.

Em Portugal, foi interrompido o pagamento de garantia de potência a CCGTs a partir de 1-Jun-12, introduzindo outros incentivos inferiores após o termo do programa de assistência financeira internacional a Portugal: €19M no 1S12 vs €0M no 1S13.

Em Espanha o governo aprovou em Dez-12 diversos impostos que visam 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 produção de resíduos nucleares. No seguimento da aprovação do RDL9/2013, em 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; (iii) alterações no mecanismo de incentivo à disponibilidade; (iv) possibilidade de congelamento da utilização de capacidade de ciclos combinados através de leilões competitivos para período de 1 ano.

Os **custos operacionais líq.**<sup>(1)</sup> subiram para €102M no 1S13, suportado sobretudo pelos novos impostos na produção em Espanha (€29M no 1S13). As **amortizações líquidas** caíram €10M para €108M dado que os efeitos de nova capacidade hídrica em Portugal foram suplantados por menor número de horas de funcionamento nas centrais a carvão.

O **investimento operacional** em produção liberalizada totalizou €255M no 1S13. 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 2S14, 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 CO<sub>2</sub>, resultados de hedging;

(3) Inclui emissões de CO<sub>2</sub> pela central de Aboño, que queima gases siderúrgicos.

# Comercialização Liberalizada de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	Comercialização em Espanha			
	1S13	1S12	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>62</b>	<b>86</b>	<b>-28%</b>	<b>-24</b>
Fornecimentos e serviços externos	39	36	7%	+3
Custos com pessoal	8	7	8%	+1
Custos com benefícios sociais	0	0	-36%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	17	5	220%	+12
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>64</b>	<b>49</b>	<b>30%</b>	<b>+15</b>
<b>EBITDA</b>	<b>(2)</b>	<b>37</b>	<b>-</b>	<b>-39</b>
Provisões	16	(1)	-	+17
Depreciações e amortizações líquidas	5	4	17%	+1
<b>EBIT</b>	<b>(22)</b>	<b>35</b>	<b>-</b>	<b>-57</b>

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	1S13	1S12	Δ%	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>103</b>	<b>95</b>	<b>8%</b>	<b>+8</b>
Fornecimentos e serviços externos	67	63	7%	+4
Custos com pessoal	21	21	3%	+1
Custos com benefícios sociais	2	2	5%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	4	5	-28%	-2
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>95</b>	<b>91</b>	<b>4%</b>	<b>+3</b>
<b>EBITDA</b>	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>111%</b>	<b>+4</b>
Provisões	1	(3)	-	+3
Depreciações e amortizações líquidas	4	8	-55%	-4
<b>EBIT</b>	<b>4</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>	<b>+6</b>

Dados-chave	1S13	1S12	Δ%	Δ Abs.
<b>Comercialização em Espanha</b>				
<b>Electricidade - Mercado livre</b>				
Volume Vendido (GWh)	8.764	10.021	-13%	-1.257
Quota de Mercado (%)	10%	12%	-	-2p.p.
Clientes (mil)	829	716	16%	+113
<b>Electricidade - Último recurso</b>				
Volume Vendido (GWh)	317	390	-19%	-73
Clientes (mil)	264	297	-11%	-33
<b>Gás - Mercado livre &amp; Último recurso</b>				
Volume Vendido (GWh)	14.733	15.462	-5%	-729
Quota Mercado (%)	8%	10%	-	-2p.p.
Clientes (mil)	787	766	3%	+21
<b>Comercialização em Portugal</b>				
<b>Electricidade - Mercado livre</b>				
Volume Vendido (GWh)	6.044	4.628	31%	+1.416
Quota de Mercado (%)	43%	38%	-	5p.p.
Clientes (mil)	1.505	445	238%	+1.060
<b>Gás em Portugal - Mercado livre</b>				
Volume Vendido (GWh)	2.999	3.131	-4%	-133
Quota Mercado (%) (2)	20%	16%	-	4p.p.
Clientes (mil)	151	8	-	+142
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>19%</b>	<b>+1</b>
<b>Empregados (#)</b>	<b>1.150</b>	<b>1.155</b>	<b>0%</b>	<b>-5</b>

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 13% para 8,8TWh no 1S13, ao passo que verificou-se uma subida de 16% no número de clientes, traduzindo a estratégia da EDP de enfoque nos segmentos mais atractivos. A quota de mercado desceu 2p.p. para 10% no 1S13, 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 desceram 5% para 14,7TWh no 1S13, apesar de um incremento de 3% no número de clientes no mesmo período, o que reflecte a nossa política de contratação mais selectiva. A quota de mercado reduziu-se de 10% no 1S12 para 8% no 1S13. No 1S13, **os custos operacionais líquidos** aumentaram €15M, 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 1S13 tendo o número de clientes no mercado livre mais do que duplicado de 742 mil em Set-12 para 1.781 mil em Jun-13, apesar de a um ritmo mais reduzido no 2T13 (+217 mil no 2T13 face a +500 mil no 1T13).

**Os volumes de electricidade** fornecidos a clientes EDP no mercado livre em Portugal cresceu 31% no 1S13 vs 1S12, para 6,0TWh, suportado pelo forte aumento (3,4x) na nossa base de clientes. A quota de mercado no mercado livre subiu 5p.p. de 38% no 1S12 para 43% no 1S13, 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 4% para 3,0TWh no 1S13, devido à procura mais reduzida e de uma forte concorrência no segmento do B2B, suplantou o aumento dos volumes no segmento B2C no seguimento do processo de liberalização em curso. O forte aumento do ritmo da 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 151 mil em Jun-13. Os **custos operacionais líquidos** subiram €3M no 1S13 vs 1S12, reflectindo valores mais elevados de FSE, designadamente com serviços ao cliente ('call center', facturação, entre outros), no seguimento do aumento da base de clientes e crescente 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)			
	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>685</b>	<b>602</b>	<b>14%</b>	<b>+83</b>
Forn. e serviços externos	126	120	5%	+6
Custos com Pessoal	35	29	20%	+6
Outros custos operac. (líq.)	(36)	(50)	-28%	+14
<b>Custos Operacionais Líq. (1)</b>	<b>125</b>	<b>99</b>	<b>26%</b>	<b>+26</b>
<b>EBITDA</b>	<b>560</b>	<b>504</b>	<b>11%</b>	<b>+57</b>
Provisões	0	-	-	+0
Amortizações líquidas	233	222	5%	+12
<b>EBIT</b>	<b>327</b>	<b>282</b>	<b>16%</b>	<b>+45</b>
Result. alienação act. financ.	0	3	-	-3
Resultados financeiros	(130)	(135)	-4%	+5
Resultados em associadas	10	4	-	+6
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>206</b>	<b>153</b>	<b>35%</b>	<b>+53</b>
<b>Opex Performance</b>	<b>1H13</b>	<b>1H12</b>	<b>Δ %</b>	<b>Δ Abs.</b>
Opex/MW Médio (€mil) (4)	29,5	26,1	13%	+3
Empregados (#)	871	820	6%	+51

Dados Gerais	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacid. Instalada (MW)</b>	<b>7.759</b>	<b>7.169</b>	<b>8%</b>	<b>+589</b>
Europa	4.038	3.664	10%	+374
EUA	3.637	3.422	6%	+215
Brasil	84	84	0%	-
<b>Electric. Produzida (GWh)</b>	<b>10.716</b>	<b>9.918</b>	<b>8%</b>	<b>+798</b>
Europa	5.000	4.217	19%	+783
EUA	5.618	5.607	0%	+11
Brasil	98	93	5%	+5
<b>Factor méd. utilização (%)</b>	<b>33%</b>	<b>32%</b>	<b>1p.p.</b>	<b>-</b>
<b>Preço méd. venda (€/MWh)</b>	<b>64,3</b>	<b>61,4</b>	<b>5%</b>	<b>+3</b>
<b>EBITDA (€m)</b>	<b>560</b>	<b>504</b>	<b>11%</b>	<b>+57</b>
Europa	355	315	13%	+40
EUA	212	196	8%	+16
Outros e Ajustamentos	(6)	(7)	-18%	+1
<b>EBIT (€m)</b>	<b>327</b>	<b>282</b>	<b>16%</b>	<b>+45</b>
Europa	234	201	17%	+33
EUA	105	92	14%	+13
Outros e Ajustamentos	(13)	(11)	13%	-1
<b>Investim. Operac. (€m) (2)</b>	<b>12</b>	<b>109</b>	<b>-89%</b>	<b>-98</b>
Europa	84	70	19%	+13
EUA	(74)	37	-	-111
Brasil	1	1	20%	+0

Dados da Acção	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	3,77	2,70	40%	1
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-
<b>Dados Dem. Posição Financeira (€M)</b>	<b>1S13</b>	<b>1S12</b>	<b>Δ %</b>	<b>Δ Abs.</b>
Empréstimos bancários e outros (Liq.)	449	703	-36%	-254
Dívida c/ empresas EDP (Liq.)	2.594	2.830	-8%	-236
<b>Dívida Líquida</b>	<b>3.042</b>	<b>3.533</b>	<b>-14%</b>	<b>-490</b>
<b>Interesses não controláveis</b>	<b>399</b>	<b>129</b>	<b>209%</b>	<b>+270</b>
<b>Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (3)</b>	<b>906</b>	<b>1.009</b>	<b>-10%</b>	<b>-103</b>
<b>Valor Contabilístico</b>	<b>5.667</b>	<b>5.415</b>	<b>5%</b>	<b>+251</b>
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,31	1,26	-4%	0

Resultados Financeiros (€ M)	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(101)	(105)	4%	+4
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(31)	(33)	5%	+2
Custos capitalizados	8	9	-12%	-1
Diferenças Cambiais (5)	(3)	(1)	-	-1
Outros	(3)	(5)	35%	+2
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(130)</b>	<b>(135)</b>	<b>4%</b>	<b>+5</b>

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 no 1S13) e Espanha (35%). Os restantes mercados incluem Portugal (15%), França, Polónia, Roménia, Bélgica, Itália e Brasil (estes seis representam 12% do EBITDA da EDPR no 1S13).

O **EBITDA da EDPR subiu 11% no período (+€57M) para €560M no 1S13** reflectindo extraordinárias condições eólicas principalmente na Península Ibérica e um preço médio de venda superior. A capacidade instalada aumentou 8% (+589MW) para 7,8GW a Jun-13, dos quais 91% são remunerados de acordo com contractos de longo prazo e enquadramentos regulatórios estando apenas 9% expostos ao mercado grossista de electricidade nos EUA (embora parcialmente com coberturas de curto prazo). O factor médio de utilização aumentou de 32% no 1S12 para 33% no 1S13 e o preço médio de venda subiu 5% para €64,3/MWh, reflectindo um mix de produção diferente com a Europa a representar 47% no 1S13 (vs. 43% no 1S12) e os EUA a representarem 52% (vs. 57% no 1S12). O EBITDA no 1S13 incluiu um **item não-recorrente** relativo à redução de um CAE nos EUA no montante de €14M. Excluindo este impacto, o EBITDA subiu 9% (+€43M).

O **EBIT** aumentou 16% para €327M. As amortizações líquidas incluem no 1S13 um montante de -€10M relacionado com imparidades em projectos eólicos em desenvolvimento (vs. -€9M no 1S12). Excluindo este impacto, os €14M de alteração do contrato CAE e €2M de abates, provisões e outros, numa base comparável o EBIT subiu 12% no período (+€45M).

Os **custos operacionais (FSE + Custos com Pessoal)** aumentaram 8% 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 (€19M) e um ganho de €14M da alteração do contrato CAE referida acima.

O **investimento operacional** totalizou €12M no 1S13, devido ao recebimento no 1T13 de um crédito fiscal nos EUA (€92M) relativo ao parque eólico instalado nos EUA no 4T12.

A **dívida líquida da EDPR caiu para €3,0MM a Jun-13 (-9% vs. Dez-12)**, reflectindo a venda de participações minoritárias em parques eólicos em Portugal (€368M), reforçando a visibilidade da estratégia de rotação de activos, e da alienação de interesses minoritários em activos operacionalmente optimizados. 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 Jun-13. Os **passivos relativos a parcerias institucionais** caíram 10% para €906M a Jun-13, reflexo do recebimento, por parte dos parceiros institucionais, dos benefícios fiscais gerados pelos projectos.

Os **resultados financeiros** caíram 4% para -€130M no 1S13, reflectindo essencialmente uma queda dos juros líquidos (-€4M) suportado numa queda do custo médio da dívida (5,2% no 1S13 vs. 5,3% no 1S12) e dívida líquida mais baixa.

(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	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada total (MW)</b>	<b>3.637</b>	<b>3.422</b>	<b>6%</b>	<b>+215</b>
Em "PTC"	2.123	2.123	-	-
Em "cash grant flip"	500	500	-	-
Em "cash grant"	1.012	799	27%	+213
Factor médio de utilização (%)	36%	38%	-	-2 p.p.
Preço médio de venda (USD/MWh)	48,1	45,9	5%	+2,3
Euro/USD - Taxa média do período	1,31	1,30	1%	+0,0
<b>CAE/Coberturas</b>				
Capacidade instalada (MW)	2.952	2.659	11%	+294
Electricidade produzida (GWh)	4.405	4.281	3%	+124
Preço médio de venda (USD/MWh)	52,4	51,7	1%	+0,8
<b>Mercado</b>				
Capacidade instalada (MW)	684	763	-10%	-78
Electricidade Produzida (GWh)	1.213	1.326	-9%	-113
Preço médio de venda (USD/MWh)	30,9	24,9	24%	+6,0
Margem Bruta (USD M)	266	252	6%	+14
Receitas PTC & Outras (USD M)	93	92	1%	+1
<b>Margem Bruta Ajustada (USD M)</b>	<b>359</b>	<b>344</b>	<b>4%</b>	<b>+15</b>
<b>EBITDA (USD M)</b>	<b>278</b>	<b>254</b>	<b>10%</b>	<b>+24</b>
EBIT (USD M)	138	120	16%	+19
<b>Inv. Operacional Líquido (USD M)</b>	<b>(97)</b>	<b>49</b>	-	<b>-146</b>
Inv. Operacional Bruto	24	54	-55%	-29
"Cash grant" recebido	(121)	-5	-	-116
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>-</b>	<b>215</b>	-	<b>-215</b>

Espanha	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada total (MW)</b>	<b>2.310</b>	<b>2.211</b>	<b>5%</b>	<b>+100</b>
Factor médio de utilização (%)	32%	28%	-	4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	3.111	2.639	18%	+472
Preço médio venda (€/MWh) (1)	85,2	87,7	-3%	-2,4
Margem Bruta (€ M) (1)	264	230	15%	+34
<b>EBITDA (€M) (1)</b>	<b>196</b>	<b>184</b>	<b>7%</b>	<b>+13</b>
EBIT (€ M) (1)	119	109	10%	+11
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>2</b>	<b>20</b>	<b>-90%</b>	<b>-18</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>-</b>	<b>100</b>	-	<b>-100</b>

Portugal	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada (MW)</b>	<b>619</b>	<b>615</b>	<b>1%</b>	<b>+4</b>
Factor médio de utilização (%)	33%	27%	-	7 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	888	707	26%	+181
Preço médio de venda (€/MWh)	108,2	107,3	1%	+1
Margem Bruta (€ M)	97	77	26%	+20
<b>EBITDA (€ M)</b>	<b>82</b>	<b>62</b>	<b>31%</b>	<b>+19</b>
EBIT (€ M)	69	49	40%	+20
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>6</b>	<b>9</b>	-	<b>-3</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	-	<b>-</b>
ENEOP Capacidade Instalada (MW) (2)	391	332	18%	+59

Nos EUA, a capacidade instalada subiu 215MW, com o comissionamento do parque eólico Marble River no 4T12, para 3.637MW no 1S13. O factor médio de utilização caiu 2pp para 36% no 1S13, mesmo beneficiando de uma forte produção eólica do 2T13 (35% vs. 34% no 2T12) o que implicou uma produção eólica estável no 1S13, 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 aumentou 1% para USD52/MWh, reflexo da aplicação dos factores de actualização anual de preços. O preço médio de venda dos parques eólicos em mercado subiu 24% para USD31/MWh, reflectindo uma melhoria nos preços grossistas de electricidade. No global, o preço médio de venda nos EUA subiu 5% para USD48/MWh no 1S13. **A margem bruta (incluindo receitas de PTCs) subiu 4% para USD359M no 1S13, enquanto o EBITDA no 1S13 subiu USD24M para USD278M** incluindo o impacto extraordinário de USD18M relativos à reestruturação dos volumes de um CAE de 200MW (volumes foram reduzidos de 100% para 80%).

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 Jun/Jul-13, a EDPR assinou CAEs com duração de 20 anos para 300 MW a serem instaladas em 2014 (200MW no estado de Indiana) e 2015 (100MW no estado de Oklahoma).

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 diretrizes do novo quadro de remuneração de activos renováveis. Faltam ainda detalhes relativos a este novo mecanismo e a sua entrada em vigor, ainda está pendente.

**Em Espanha, o EBITDA subiu 7% para os €196M no 1S13.** O factor médio de utilização melhorou 4pp para 32% no 1S13, enquanto a electricidade gerada subiu 18% para 3,1TWh no 1S13 suportado em fortes recursos eólicos e um aumento de 5% da capacidade instalada. O preço médio de venda caiu 3% para €85/MWh em consequência do fim do regime transitório e das alterações regulatórias que obrigam todos os parques a serem remunerados à tarifa fixa.

**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<sup>(3)</sup> e €74/MWh<sup>(3)</sup>, respectivamente, aplicável a partir do 16º ano de operação de cada parque eólico.

**Em Portugal, o EBITDA subiu 31% para €82M no 1S13 (+€19M).** A produção eólica aumentou 26% para 888GWh na sequência do aumento do factor médio de utilização em 7pp para os 33%. A tarifa média subiu 1% para €108/MWh, reflexo da indexação à inflação. 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 €74/MWh (no 1º ano de operação), também garantida por 15 anos e indexada à inflação. A Jun-13 a ENEOP tinha 978MW em operação (391MW 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 €368M.

Resto da Europa (1)	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>França, Bélgica &amp; Itália</b>				
Capacidade instalada (MW)	411	363	13%	+48
Factor médio de utilização (%)	26%	25%	-	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	450	396	14%	+54
Preço médio de venda (€/MWh)	97,3	91,7	6%	+6
<b>Polónia</b>				
Capacidade instalada (MW)	320	190	68%	+130
Factor médio de utilização (%)	24%	29%	-	-5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	206	237	-13%	-31
Preço médio de venda (PLN/MWh)	422	423	0%	-2
Euro/PLN - Taxa média do período	4,18	4,25	-2%	-0,07
<b>Roménia (2)</b>				
Capacidade instalada (MW)	378	285	33%	+93
Factor médio de utilização (%)	26%	23%	0	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	345	238	45%	+107
Preço médio de venda (RON/MWh)	587	600	-2%	-13
Euro/RON - Taxa média do período	4,39	4,39	0%	+0,00
Margem Bruta (€M)	108	92	18%	+17
<b>EBITDA (€M)</b>	<b>86</b>	<b>76</b>	<b>13%</b>	<b>+10</b>
EBIT (€M)	58	52	11%	+6
<b>Investimento operacional (€ M)</b>	<b>76</b>	<b>41</b>	<b>84%</b>	<b>+35</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>242</b>	<b>253</b>	<b>-5%</b>	<b>-11</b>

Brasil	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Capacidade instalada (MW)</b>				
Capacidade instalada (MW)	84	84	-	-
Factor médio de utilização (%)	27%	25%	-	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	98	93	5%	+5
Preço médio de venda (€/MWh)	309	279	11%	+30
Euro/Real - Taxa média do período	2,67	2,41	-10%	+0,25
Margem Bruta (R\$M)	30	23	28%	+7
<b>EBITDA (R\$M)</b>	<b>19</b>	<b>14</b>	<b>42%</b>	<b>+6</b>
EBIT (R\$M)	11	6	104%	+6
<b>Investimento operacional (R\$ M)</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>33%</b>	<b>+1</b>
<b>Capacidade em construção (MW)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

**Nos mercados europeus fora da P. Ibérica o EBITDA subiu 13% no 1S13.** A produção subiu 15% para 1.001GWh no 1S13 na sequência do aumento da capacidade instalada em 32% ou 270MW nos últimos 12 meses. O factor médio de utilização ficou estável nos 25% no 1S13. O preço médio de venda subiu 4% para €111/MWh, impulsionado pelo maior peso da produção de energia eólica na Roménia (35% no 1S13 vs. 27% no 1S12).

**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. No 1S13, a tarifa média atingiu os €90/MWh (+3%). Em Jun-13, estavam em construção 8MW em França. **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 Itália**, a EDPR tem 40MW de capacidade eólica instalados em Jun-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 no 1S13 foi €139/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 Jun-13, estavam em construção 30MW em Itália.

**Na Polónia**, a EDPR instalou 54MW no 2T13 – Zgarzelec – que em conjunto com os 76MW instalados no 1T13, atingiu um total de 320MW em operação: 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 Korsze, 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' (o preço de mercado regulado em 2013 é PLN201,36/MWh). No 1S13, o preço médio de venda manteve-se estável nos PLN422/MWh. Em termos de desenvolvimentos 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. As novas taxas deverão ser aplicadas apenas aos novos parques. A Jun-13, a EDPR tinha 60MW em construção na Polónia ('preço de mercado + CV').

**Na Roménia**, a EDPR tem 378MW instalados (+93MW), dos quais 39MW de solar FV. 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). No 1S13, o preço médio de venda caiu 2% para RON587/MWh, impactado pelo menor preço dos certificados verdes, por sua vez guiado pela incerteza gerada através da aprovação pelo Governo da Roménia da Portaria Governamental de Emergência 57/2013. Esta 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 Jun-13, a EDPR tinha 144MW em construção na Roménia.

**No Brasil**, a EDPR tem 84MW em operação, remunerados através de contratos de longo prazo (20 anos). No 1S13, o factor médio de utilização aumentou 1pp para 27%. O preço médio de venda subiu 11% para R\$309/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)	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>895</b>	<b>934</b>	<b>-4%</b>	<b>-39</b>
Fornecimentos e serviços externos	210	210	0%	+1
Custos com pessoal	76	78	-2%	-2
Custos com benefícios sociais	12	13	-12%	-2
Outros custos operacionais (líquidos)	75	114	-34%	-39
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>373</b>	<b>414</b>	<b>-10%</b>	<b>-41</b>
<b>EBITDA</b>	<b>522</b>	<b>520</b>	<b>0%</b>	<b>+2</b>
Provisões	(5)	0	-	-5
Amortizações líquidas	166	157	6%	+9
<b>EBIT</b>	<b>362</b>	<b>363</b>	<b>-0%</b>	<b>-1</b>

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** manteve-se estável no 1S13, em €522M, reflectindo: (i) menores proveitos regulados, designadamente na distribuição de electricidade em Portugal, devido à redução da taxa esperada de retorno sobre os activos (-€27M reflexo de uma taxa de retorno de 8,5% no 1S13 vs. 10,3% no 1S12), em linha com a queda dos CDS da República Portuguesa a 5 anos; (ii) impacto positivo não recorrente decorrente da venda de activos de transmissão de gás em Espanha (+€56M em Fev-13); (iii) exclusão dos activos de transporte de gás do perímetro de consolidação (€15M de EBITDA no 1S12).

Os **custos controláveis** ficaram estáveis, uma vez que o acréscimo de custos motivado pela tempestade Gong em Portugal foi compensado por custos com pessoal inferiores, suportados pela redução do número de colaboradores na actividade de distribuição de electricidade em Portugal (-4%), e por um rigoroso controlo de custos. O **investimento operacional** caiu €23M face ao 1S12, para €161M no 1S13, suportado pelo abrandamento económico.

Capex & Opex Performance	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos Controláveis (6)</b>	<b>286</b>	<b>287</b>	<b>-0%</b>	<b>-1</b>
Custos control./cliente (€/cliente)	35,61	35,67	-0%	-0
Custos control./km de rede (€/km)	1.092,6	1.104,0	-1%	-11
Empregados (#)	4.019	4.172	-4%	-153
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>161</b>	<b>184</b>	<b>-13%</b>	<b>-23</b>
Rede de Distribuição (Km)	262	260	1%	+2

Os **recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica** subiram €32M, de €2.621M em Dez-12 para €2.653M em Jun-13, reflectindo uma subida de €91M em Portugal e uma redução de €59 em Espanha.

O **montante de recebimentos futuros da actividade de distribuição de electricidade e CUR em Portugal** aumentou de €1.503M em Dez-12 para €1.645M em Jun-13, suportado por: **(1)** -€714M da venda sem recurso do direito de recebimento de parte do défice ex-ante criado em 2012; **(2)** +€637M de défice tarifário ex-ante para 2013 (de acordo com as tarifas definidas pelo regulador para 2013), a recuperar através das tarifas entre 2014-2017 e remunerado a uma taxa de 5,85%; **(3)** +€436M de desvios tarifários criados no 1T13; e **(4)** -€271M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores. Os principais factores geradores de desvio tarifário no 1S13 foram: **(i)** €357M impulsionado pela produção em regime especial (23% acima da estimativa da ERSE) e o respectivo sobrecusto (€74,9/MWh no 1S13 vs. €55,7/MWh assumido pela ERSE); **(ii)** +€111M derivado do atraso no encaixe de receitas de medidas mitigadoras do défice (nomeadamente leilões de CO<sub>2</sub>, a alocar ao sistema); **(iii)** +€112M essencialmente devido ao desvio tarifário negativo gerado na distribuição de electricidade (devido a uma menor procura e alteração no mix de consumo); **(iv)** -€142M (montante a devolver à tarifa), suportado por um custo médio de aquisição de electricidade mais baixo.

O **montante de recebimentos futuros dos CMEC** caiu de €654M em Dez-12 para €608M em Jun-13 devido a: (1) €162M recuperado no 1S13 através das tarifas relacionados com desvios negativos de 2011 e (2) €116M de desvio negativo criado no 1S13 (detalhes na página 11). Este montante deverá ser recebido ao longo de 2013-2015.

Regulatory Receivables (€ m)	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica</b>	<b>2.653</b>	<b>2.273</b>	<b>17%</b>	<b>+380</b>
<b>Espanha - Défice Tarifário (4)</b>				
<b>Início do período</b>	<b>424</b>	<b>514</b>	<b>-17%</b>	<b>-90</b>
Défices tarifários anos anteriores (5)	-176	-164	-7%	-11
Gerado no período	117	121	-4%	-4
Outros (3)	-	-	-	-
<b>Fim do período</b>	<b>365</b>	<b>470</b>	<b>-22%</b>	<b>-105</b>
<b>Portugal - Comercializador de Ultimo Recurso + Distribuição + Gás</b>				
<b>Início do período</b>	<b>1.543</b>	<b>740</b>	<b>109%</b>	<b>+803</b>
Desvios tarifários anos anteriores (2)	-983	-298	-230%	-685
Gerado no período	1.068	803	33%	+265
Outros (3)	52	35	46%	+16
<b>Fim do período</b>	<b>1.680</b>	<b>1.280</b>	<b>31%</b>	<b>+400</b>
<b>Portugal - CMEC's</b>				
<b>Início do período</b>	<b>654</b>	<b>390</b>	<b>67%</b>	<b>+263</b>
(Recuperado)/Devolvido no Período	-162	-153	-6%	-9
Gerado no período	116	286	-59%	-170
Outros	-0	-0	78%	+0
<b>Fim do período</b>	<b>608</b>	<b>523</b>	<b>16%</b>	<b>+85</b>

O **montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha** no final de Jun-13 ascendia a €365M, maioritariamente referente ao ano de 2012 (€248M) e 2013 (€117M). No 1S13, 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). Em Jun-13, o défice total do sistema eléctrico espanhol pendente de securitização totalizava €4MM. De acordo com o RD 9/2013, este valor de défice remanescente beneficiará de garantia estatal. Em Jul-13, a **tarifa de último recurso cairá 1,2%**, reflexo do repasse integral para a tarifa final de uma subida de 3% (vs. 1T13) no custo de energia (com base num preço da electricidade em baseload de €47,95/MWh resultante do leilão CESUR) e de tarifas de acesso inalteradas face ao trimestre passado.

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

(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)	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>659</b>	<b>684</b>	<b>-4%</b>	<b>-25</b>
Fornecimentos e serviços externos	161	158	2%	+2
Custos com pessoal	59	62	-5%	-3
Custos com benefícios sociais	10	12	-11%	-1
Rendas de concessão	127	125	2%	+2
Outros custos operacionais (líquidos)	9	5	-	+3
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>366</b>	<b>362</b>	<b>1%</b>	<b>+4</b>
<b>EBITDA</b>	<b>294</b>	<b>322</b>	<b>-9%</b>	<b>-28</b>
Provisões	(6)	0	-	-6
Depreciações e amortizações líquidas	118	111	7%	+7
<b>EBIT</b>	<b>181</b>	<b>211</b>	<b>-14%</b>	<b>-30</b>

Margem Bruta	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (€ M)</b>	<b>659</b>	<b>684</b>	<b>-4%</b>	<b>-25</b>
Margem bruta regulada	654	678	-4%	-24
Margem bruta não-regulada	5	5	-3%	-0
<b>Rede de Distribuição</b>				
Proveitos regulados (€ M)	612	632	-3%	-20
Electricidade distribuída (GWh)	21.550	22.237	-3%	-687
Pontos de ligação à rede (mil)	6.079	6.117	-1%	-37
<b>Comercialização de Último Recurso</b>				
Proveitos regulados (€ M)	44	47	-8%	-4
Clientes fornecidos (mil)	4.298	5.533	-22%	-1.235
Electricidade vendida (GWh)	7.555	10.211	-26%	-2.656

Investimento & Custos Operac.	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos Controláveis (2)</b>	<b>219</b>	<b>220</b>	<b>-0%</b>	<b>-1</b>
Custos control./cliente (€/cliente)	36,1	36,0	0%	+0
Custos control./km de rede (€/km)	976	987	-1%	-10
Empregados (#)	3.446	3.575	-4%	-129
<b>Investimento Operacional (€ M)</b>	<b>117</b>	<b>129</b>	<b>-10%</b>	<b>-12</b>
Rede de distribuição (Km)	225	223	1%	+2
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	30	21	44%	+9

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal recuou 9% (-€28M) vs. 1S12, para €294M no 1S13, em grande medida influenciado por um retorno sobre os activos mais baixo (-€27M, decorrente da queda dos CDS a 5 anos da República Portuguesa).

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 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 média do indexante entre Out-12 e o final de Jun-13 fixou-se em 359p.b.

Os **proveitos regulados da actividade de distribuição** recuaram 3% (-€20M) vs. 1S12, para €612M no 1S13, essencialmente suportado por uma queda na taxa de retorno estimada (de 10,3% no 1S12 para 8,5% no 1S13, em linha com a evolução dos CDS da República Portuguesa a 5 anos), com um impacto de -€27M. Ainda que em menor magnitude, os proveitos regulados foram também penalizados pelo ajustamento anual por 'IPC-X' e pelo menor volume distribuído.

Os **proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU)** desceram 8%, para €44M no 1S13, 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 26% (vs. 1S12), para 7,6TWh no 1S13, reflectindo uma transferência 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 4.298 mil em Jun-13.

Os **custos controláveis** mantiveram-se quase estáveis face ao 1S12, reflexo do apertado controlo de custos. Os custos com fornecimento e serviços externos subiram 2% no período, penalizados por condições meteorológicas adversas (tempestade Gong), e os custos com pessoal recuaram 5%, quase em linha com a redução no número de colaboradores (-4%). O TIEPI subiu 9 minutos, para 30 minutos, fruto de condições meteorológicas.

O **investimento operacional** desceu €12M para €117M no 1S13 reflexo da diminuição de novos pedidos de ligação à rede (-0,6% vs. 1S12 no número total de pontos de ligação).

(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	1S13	1S12	% Δ	Abs. Δ
	1S13	1S12	% Δ	Abs. Δ	1S13	1S12	% Δ	Abs. Δ	1S13	1S12	% Δ	Abs. Δ					
<b>Margem Bruta</b>	<b>86</b>	<b>82</b>	<b>5%</b>	<b>4</b>	<b>116</b>	<b>133</b>	<b>-13%</b>	<b>-17</b>	<b>35</b>	<b>36</b>	<b>-2%</b>	<b>-1</b>	<b>Nº Pontos Ligação (mil)</b>				
FSEs	22	22	2%	0	19	21	-10%	-2	9	9	0%	0	Electricidade Espanha	658	657	0%	+1
Custos Pessoal	10	10	8%	1	6	5	12%	1	1	1	-8%	-0	Gás Espanha	1.012	1.002	1%	+11
Custos Benefícios sociais	1	1	-30%	-0	0	0	-13%	-0	0	0	-5%	-0	Gás Portugal	296	282	5%	+14
Outros custos operac. (líq.)	(7)	(15)	51%	7	(54)	(1)	n.m.	-53	1	(0)	-	1	<b>Energia Distribuída (GWh)</b>				
<b>Custos Operac. Líquidos (1)</b>	<b>26</b>	<b>18</b>	<b>-</b>	<b>8</b>	<b>(29)</b>	<b>26</b>	<b>-</b>	<b>-54</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>8%</b>	<b>1</b>	Electricidade Espanha	4.606	4.717	-2%	-111
<b>EBITDA</b>	<b>60</b>	<b>64</b>	<b>-7%</b>	<b>-4</b>	<b>144</b>	<b>108</b>	<b>34%</b>	<b>37</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>-6%</b>	<b>-2</b>	Gás Espanha	28.208	31.259	-10%	-3.051
Provisões	(0)	0	-	-0	0	(0)	-	0	0	0	n.m.	0	Gás Portugal	3.657	4.125	-11%	-468
Depr. e Amortizações líquidas	16	15	5%	1	24	24	2%	0	7	7	7%	0	<b>Rede (Km)</b>				
<b>EBIT</b>	<b>44</b>	<b>49</b>	<b>-10%</b>	<b>-5</b>	<b>120</b>	<b>84</b>	<b>43%</b>	<b>36</b>	<b>17</b>	<b>20</b>	<b>-12%</b>	<b>-2</b>	Electricidade Espanha	23.202	22.850	2%	+352
<b>Investimento operacional</b>	<b>18</b>	<b>25</b>	<b>-29%</b>	<b>-7</b>	<b>16</b>	<b>14</b>	<b>12%</b>	<b>2</b>	<b>10</b>	<b>15</b>	<b>-33%</b>	<b>-5</b>	Gás Espanha	9.925	10.269	-3%	-344
<b>Margem Bruta</b>	<b>86</b>	<b>82</b>	<b>5%</b>	<b>4</b>	<b>116</b>	<b>133</b>	<b>-13%</b>	<b>-17</b>	<b>35</b>	<b>36</b>	<b>-2%</b>	<b>-1</b>	Gás Portugal	4.376	4.219	4%	+156
Margem Bruta Regulada	81	77	6%	4	101	117	-14%	-16	32	31	3%	1	<b>Empregados (#)</b>				
Margem bruta não-regulada	5	5	-7%	-0	15	16	-9,2%	-1	3	4	-37%	-2	Electricidade Espanha	306	318	-4%	-12
													Gás Espanha	203	215	-6%	-12
													Gás Portugal	64	64	0%	-

## DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha caiu 7%, para €60M no 1S13, na medida em que os proveitos regulados mais altos (+€4M) foram compensados por outros proveitos operacionais inferiores, devido a um menor impacto da IFRIC 18).

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%).

A electricidade distribuída pela EDP Espanha na região das Astúrias desceu 2%, para 4,6TWh no 1S13, especialmente afectada pelo segmento industrial.

## REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha ascendeu a €144M no 1S13 (+€37M vs. 1S12), impulsionado por: (i) +€56M não recorrente decorrente da venda dos activos de transmissão de gás à Enagás no 1T13; (ii) -€15M fruto da exclusão de perímetro de consolidação destes mesmos activos; e (iii) proveitos regulados na actividade de distribuição 1,4% mais baixos vs. 1S12.

Os proveitos regulados caíram 14% (-€16M), essencialmente devido à venda de activos de transmissão de gás (-€15M), menor volume distribuído e ligeiro acréscimo de pontos de ligação.

O volume de gás distribuído caiu 10%, para 28TWh, 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 no 1S13 foi 6% mais baixo do que no 1S12 (-€2M), tendo alcançado os €25M, reflectindo, no 1S12, um ganho não recorrente de €3M 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 11% (vs. 1S12), penalizado pela perda de um grande cliente para a rede de muito alta pressão e por um consumo médio inferior.

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%.

(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)			
	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.248</b>	<b>1.109</b>	<b>13%</b>	<b>+139</b>
Fornecimentos e serviços externos	235	211	12%	+24
Custos com Pessoal	154	127	21%	+27
Custos com benefícios Sociais	19	26	-28%	-7
Outros custos operacionais (líquidos)	113	25	347%	+88
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>521</b>	<b>389</b>	<b>34%</b>	<b>+132</b>
<b>EBITDA</b>	<b>727</b>	<b>719</b>	<b>1%</b>	<b>+7</b>
Provisões	41	4	982%	+37
Depreciações e amortizações líquidas	199	172	16%	+27
<b>EBIT</b>	<b>487</b>	<b>544</b>	<b>-10%</b>	<b>-57</b>
Result. da alienação de act. financ.	0	-	-	+0
Resultados financeiros	(174)	(118)	-48%	-57
Resultados em associadas	1	(4)	-	+5
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>314</b>	<b>422</b>	<b>-26%</b>	<b>-109</b>

Investimento Operacional	(R\$ M)			
	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Investimento Operacional</b>	<b>433</b>	<b>384</b>	<b>13%</b>	<b>+50</b>
Manutenção	133	107	24%	+26
Expansão	300	276	9%	+24

Consolidado (€ M)				
	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>468</b>	<b>459</b>	<b>2%</b>	<b>+8</b>
Fornecimentos e serviços externos	88	87	1%	+1
Custos com Pessoal	58	53	10%	+5
Custos com benefícios Sociais	7	11	-34%	-4
Outros custos operacionais (líquidos)	42	11	304%	+32
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>195</b>	<b>161</b>	<b>21%</b>	<b>+34</b>
<b>EBITDA</b>	<b>272</b>	<b>298</b>	<b>-9%</b>	<b>-26</b>
Provisões	15	2	879%	+14
Depreciações e amortizações líquidas	74	71	5%	+3
<b>EBIT</b>	<b>183</b>	<b>225</b>	<b>-19%</b>	<b>-43</b>
Result. da alienação de act. financ.	0	-	-	+0
Resultados financeiros	(65)	(49)	34%	-17
Resultados em associadas	0	(2)	-	+2
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>117</b>	<b>175</b>	<b>-33%</b>	<b>-57</b>

Investimento Operacional	(€ M)			
	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Investimento Operacional</b>	<b>162</b>	<b>159</b>	<b>2%</b>	<b>+3</b>
Manutenção	50	44	12%	+5
Expansão	113	115	-2%	-2

Energias do Brasil	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (R\$/acção)	11,33	12,89	-12%	-2
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	2,89	2,58	-11%	-
Euro/Real - Taxa média do período	2,67	2,41	-10%	-
Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	6,3%	-	-	-
Dívida Líquida / EBITDA (x)	2,6	2,0	-	-
Custo Médio da Dívida (%)	7,8	8,9	-110p.b.	-
Taxa de Juro Média (CDI)	7,0	9,4	-241p.b.	-
Empregados (#)	2.863	2.677	+187	+187

Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
Dívida líquida	3.757	2.911	29%	+846
Recebimentos futuros da actividade regulada	289	91	-	+197
Interesses não controláveis	1.732	1.933	-10%	-201
Valor contabilístico dos C. Próprios	4.353	4.646	-6%	-292

Resultados Financeiros (R\$ M)	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(159)	(135)	-18%	-24
Custos capitalizados	31	52	-40%	-21
Diferenças Cambiais e Derivados	2	(16)	-	+18
Outros	(49)	(19)	-159%	-30
<b>Resultados Financeiros</b>	<b>(174)</b>	<b>(118)</b>	<b>-48%</b>	<b>-57</b>

**Em moeda local, o EBITDA da EDP – Energias do Brasil ('EDPB') subiu 1% no período (+R\$7M) para R\$727M no 1S13**, reflexo de um contributo inferior da nossa actividade de produção. O EBITDA da distribuição, que subiu 32% (+R\$83M), reflecte um montante inferior de desvios tarifários negativos líquidos das contribuições da CDE (1S13: -R\$47M vs. 1S12: -R\$186M) conjugado com uma subida de 14% dos custos operacionais, reflexo de um aumento dos custos com pessoal e de um ganho não-recorrente de R\$16M no 1T12. O EBITDA da geração caiu 22% (-R104M), reflectindo o contributo negativo de Pecém I no 1S13. O EBITDA da comercialização mais do que duplicou (+R\$35M), tendo beneficiado de uma posição longa favorável e de um aumento dos volumes fornecidos a preços superiores. Os efeitos cambiais contribuíram negativamente para o EBITDA da EDPB em Euros (-€29M), no seguimento de uma depreciação de 10% do Real Brasileiro em relação Euro.

**Os custos operacionais líquidos subiram R\$132M no período:** i) os fornecimentos e serviços externos subiram 12%, devido a um aumento das despesas com O&M e outras (metade do aumento observado tem carácter não-recorrente); ii) os custos com pessoal subiram 21%, reflexo da actualização salarial anual (+6,3%), de um aumento do número médio de efectivos, de maiores despesas com indemnizações e horas extraordinárias e de uma menor capitalização de custos; e iii) os outros custos operacionais subiram R\$88M, impactados por itens não-recorrentes (um ganho de R\$16M no 1T12 na distribuição e uma penalidade de R\$67M no 1S13 relacionada com paragens não programadas de Pecém I).

**As provisões no 1S13** referem-se essencialmente a contingências laborais ligadas às remunerações (R\$22M). **As amortizações líquidas** reflectem a entrada em operação de nova capacidade (nomeadamente +360MW de Pecém I).

**Os custos financeiros líquidos subiram R\$57M no período para R\$174M no 1S13**, reflectindo essencialmente: i) juros líquidos superiores, devido a um aumento da dívida financeira líquida, que mais do que compensou a redução do custo médio da dívida (de 8,9% no 1S12 para 7,8% no 1S13); ii) menores juros capitalizados, 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 29%** reflectindo os investimentos realizados em nova capacidade e desvios tarifários negativos no período. Em Assembleia Geral Anual ocorrida no dia 10 de Abril de 2013, os accionistas da EDPB aprovaram o pagamento de um dividendo para o ano 2012 de R\$370,2M (estável em relação ao ano anterior) a pagar até Dez-13.

No 1S13, os reservatórios hídricos beneficiaram da época das chuvas, e, apesar de ainda permanecerem abaixo do normal, recuperaram dos níveis anormalmente baixos registados no final de 2012. Os reservatórios nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste situavam-se nos 64% do seu nível máximo a Jun-13 (vs. 29% em Dez-12 e 73% em Jun-12). Dadas as fracas condições hidrológicas, o Operador do Sistema continuou a despachar as centrais térmicas existentes. No entanto, a recuperação do nível dos reservatórios possibilitou uma queda trimestral de 22% no preço de mercado da electricidade no 2T13 (R\$250/MWh<sup>(3)</sup> no 2T13 vs. R\$323/MWh<sup>(3)</sup> no 1T13).

(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 mensais; 2T13 calculado com PLD1 (Preço de Liquidação das Diferenças 1), excluindo os 50% do ESS - Encargo de Segurança do Sistema que incorporam o PLD Final, em vigor desde Abr-13 (até Jul-13).

# Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>684</b>	<b>558</b>	<b>23%</b>	<b>+126</b>
Forn. e serviços externos	164	158	4%	+6
Custos com Pessoal	112	84	34%	+28
Custos com benefícios Sociais	15	23	-33%	-8
Outros custos operac. (Liq.)	47	31	-	+16
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>338</b>	<b>295</b>	<b>14%</b>	<b>+43</b>
<b>EBITDA</b>	<b>346</b>	<b>263</b>	<b>32%</b>	<b>+83</b>
Provisões	39	1	-	+38
Deprec. e amortizações líquidas	95	91	4%	+4
<b>EBIT</b>	<b>212</b>	<b>170</b>	<b>24%</b>	<b>+41</b>

Margem Bruta	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Regulatória</b>	<b>731</b>	<b>744</b>	<b>-2%</b>	<b>-13</b>
Desvio Tarifário do Período (3)	(134)	(178)	-25%	+44
Desvios Períodos Anteriores (4)	105	(14)	-	+119
Outros (5)	(18)	7	-	-24
<b>Margem Bruta</b>	<b>684</b>	<b>558</b>	<b>23%</b>	<b>+126</b>
<b>Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)</b>	<b>289</b>	<b>91</b>	<b>-</b>	<b>+197</b>
<b>Cientes Ligados (Milhares)</b>	<b>2.994</b>	<b>2.876</b>	<b>4%</b>	<b>+119</b>
Bandeirante	1.637	1.570	4%	+67
Escelsa	1.357	1.305	4%	+51
<b>Electricidade Distribuída (GWh)</b>	<b>12.856</b>	<b>12.481</b>	<b>3%</b>	<b>+375</b>
Bandeirante	7.540	7.387	2%	+153
Escelsa	5.316	5.094	4%	+223
Dos quais:				
Cientes Mercado Livre (GWh)	4.893	4.612	6%	+281
<b>Electricidade Vendida (GWh)</b>	<b>7.963</b>	<b>7.869</b>	<b>1%</b>	<b>+94</b>
<b>Bandeirante</b>	<b>4.648</b>	<b>4.723</b>	<b>-2%</b>	<b>-75</b>
Resid., Comerc. e Outros	3.316	3.235	3%	+82
Industrial	1.332	1.488	-11%	-157
<b>Escelsa</b>	<b>3.315</b>	<b>3.146</b>	<b>5%</b>	<b>+169</b>
Resid., Comerc. e Outros	2.765	2.598	6%	+167
Industrial	550	548	0%	+2

Investimento e Custos Operac.	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Custos controláveis (2)</b>	<b>275</b>	<b>241</b>	<b>14%</b>	<b>+34</b>
Custos control./cliente (R\$/cliente)	92	84	10%	+8
Custos control./km rede (R\$/km)	3	3	13%	+0
Empregados (#)	2.226	2.089	7%	+137
<b>Invest. Operacional (R\$M)</b>	<b>115</b>	<b>89</b>	<b>29%</b>	<b>+26</b>
Rede de Distribuição ('000 Km)	88	86	1%	+1

O EBITDA da nossa actividade de distribuição no Brasil cresceu 32% no período (+R\$83M) para R\$346M no 1S13, reflectindo menores desvios tarifários negativos (1S13: -R\$47M vs. 1S12: -R\$186M), fruto das medidas regulatórias adoptadas para compensar as distribuidoras pelo acréscimo de custos com a compra de electricidade, enquanto os custos operacionais subiram 14%, devido a um aumento dos custos com pessoal e ao reconhecimento de um ganho não-recorrente de R\$16M no 1T12.

Em Jan-13, a ANEEL aprovou uma redução de 18% nas tarifas de electricidade para os clientes residenciais e uma redução 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.

Os desvios tarifários ao nível da margem bruta atingiram -R\$47M no 1S13 vs. -R\$186M no 1S12. De notar que a margem bruta da distribuição inclui o efeito caixa dos desvios tarifários face às receitas reguladas anuais. No 1S13, foram recuperados através das tarifas R\$105M de desvios tarifários de anos anteriores, tendo sido criado um novo desvio de R\$134M. Este último reflecte, por um lado, um desvio de R\$390M essencialmente relacionado com custos de energia superiores aos incorporados nas tarifas, e por outro, R\$257M de contribuições da CDE (R\$167M recebidos no 1S13 e R\$90M a receber em Ago-13). Por conseguinte, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro totalizou R\$289M a Jun-13, o que representa um aumento de R\$47M vs. Dez-12, a recuperar através das tarifas em anos seguintes. A revisão regulatória da Bandeirante para o período 2011-15, aprovada pela ANEEL em Out-12, fixou um aumento tarifário de 7,29% para o período de 12 meses com início em Out-12, reflectindo os desvios tarifários de anos anteriores bem como uma redução da taxa de retorno sobre a base de activos regulada (7,5% depois de impostos). Relativamente à Escelsa, em Ago-12, a ANEEL estabeleceu um aumento tarifário de 14,29% para o período de 12 meses a contar de Ago-12 no seguimento do processo do reajuste anual tarifário. O novo período regulatório da Escelsa, de 3 anos, inicia-se Ago-13.

O volume de energia vendida aumentou 1% no período, reflectindo um aumento de 4% nos segmentos residencial, comercial & outros, justificado por um alargamento da base de clientes, por um aumento do consumo médio 'per capita' e por uma redução da taxa média de desemprego. Os volumes vendidos ao segmento industrial caíram 8%, 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 do transporte, automóvel e do petróleo & refinação, o que sustentou um aumento de 3% no volume total de energia distribuída.

Os custos operacionais controláveis subiram 14% no período, para R\$275M no 1S13, devido a aumento dos custos com pessoal, reflexo da actualização salarial anual (+6,3%), 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 com serviços ao cliente (leitura e facturação), traduzindo o aumento da base de clientes. 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 subiram R\$16M, traduzindo um ganho não recorrente obtido com a venda de edifícios no 1T12 (R\$16M).

O investimento operacional subiu 29% no período para R\$115M no 1S13. A maior parte do investimento foi destinada à expansão de rede e ao reforço da qualidade do serviço.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.); (2) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal;  
 (3) Desvios tarifários gerados no período actual. Este montante é a recuperar pela EDP através das tarifas nos ajustamentos tarifários anuais subsequentes; (4) Desvios tarifários que a EDP está a recuperar na tarifa actual, relacionados com montantes devidos pelo sistema, que tiveram no passado um impacto negativo na margem bruta; (5) O desvio do 1S12 exclui uma estimativa de devolução através das tarifas de R\$103M relativos ao impacto retroactivo da revisão tarifária da Bandeirante (que ocorreu em Out-12).

# Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta</b>	<b>501</b>	<b>520</b>	<b>-4%</b>	<b>-19</b>
Fornecimentos e serviços externos	38	32	16%	+5
Custos com pessoal	27	21	26%	+6
Custos com benefícios Sociais	2	2	14%	+0
Outros custos operacionais (líquidos)	70	(4)	-	+74
<b>Custos Operacionais Líquidos (1)</b>	<b>136</b>	<b>51</b>	<b>165%</b>	<b>+85</b>
<b>EBITDA</b>	<b>365</b>	<b>469</b>	<b>-22%</b>	<b>-104</b>
Provisões	(0)	0	-	-1
Deprec. e amortizações líquidas	97	74	31%	+23
<b>EBIT</b>	<b>268</b>	<b>394</b>	<b>-32%</b>	<b>-126</b>

Produção	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem Bruta (R\$ M)</b>	<b>501</b>	<b>520</b>	<b>-4%</b>	<b>-19</b>
Lajeado	215	221	-3%	-6
Peixe Angical	190	177	7%	+13
Energest (15 centrais hídricas)	119	122	-2%	-3
Pecém	(23)	-	-	-23
<b>Capacidade Instalada (MW)</b>	<b>2.159</b>	<b>1.794</b>	<b>20%</b>	<b>+365</b>
Lajeado	903	903	-	-
Peixe Angical	499	499	-	-
Energest (15 centrais hídricas)	397	393	1%	+5
Pecém	360	-	-	+360
<b>Energia Vendida (GWh)</b>	<b>5.690</b>	<b>4.179</b>	<b>36%</b>	<b>+1.511</b>
Lajeado	1.806	1.782	1%	+24
Peixe Angical	1.240	1.202	3%	+37
Energest (15 centrais hídricas)	1.276	1.195	7%	+82
Pecém	1.367	-	-	+1.367
<b>Preço Médio de Venda (R\$/MWh) (2)</b>	<b>154</b>	<b>138</b>	<b>12%</b>	<b>+17</b>
Lajeado	134	124	8%	+9
Peixe Angical	184	172	7%	+12
Energest (15 centrais hídricas)	153	122	25%	+31
<b>Investimento Operac. (R\$ Milhões)</b>	<b>315</b>	<b>294</b>	<b>7%</b>	<b>+21</b>
Manutenção	14	18	-18%	-3
Expansão	300	276	9%	+24
Pecém	92	180	-49%	-89
Jari	186	96	94%	+90
Outros	23	0	-	+23
<b>Empregados (#)</b>	<b>454</b>	<b>413</b>	<b>10%</b>	<b>+42</b>

Comercialização	1S13	1S12	Δ %	Δ Abs.
<b>Margem bruta (R\$ M)</b>	<b>63</b>	<b>27</b>	<b>134%</b>	<b>+36</b>
Custos operacionais líquidos (1) (R\$ M)	(2)	(3)	29%	+1
<b>EBITDA (R\$ M)</b>	<b>65</b>	<b>30</b>	<b>118%</b>	<b>+35</b>
Vendas electricidade (GWh)	6.034	5.213	16%	+821

O EBITDA da nossa actividade de produção no Brasil caiu 22% no período (-R\$104M) para R\$365M no 1S13, penalizado pelo contributo negativo da central a carvão Pecém I (-R\$104M no 1S13). Excluindo este impacto, o EBITDA ajustado manteve-se estável nos R\$468M, uma vez que o impacto negativo proveniente da necessidade de compra de energia a preços de mercado superiores, consequência das condições hidrológicas desfavoráveis, foi compensado pela alocação de um volume superior de electricidade vendida no início do ano – 29% do volume de energia contratada para o ano 2013 foi vendida no 1T, vs. 25% em 2012.

O volume de electricidade vendida subiu 36% no período para 6TWh no 1S13, devido ao contributo de Pecém I. Excluindo este impacto, o volume vendido aumentou 3%, reflectindo a repotenciação de Mascarenhas (+8MW) bem como a mencionada concentração sazonal do volume de energia hídrica vendida no 1T13. O preço médio de venda subiu 12% no 1S13, 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 de carvão Pecém I (720MW) em parceria com a MPX, com uma capacidade média contratada de 615MW por 15 anos. A data de entrada em operação da central sofreu alguns contratemplos e após ter sido oficialmente adiada de Jan-12 para 23-Jul-12, encontra-se actualmente em operação (o grupo 1 foi comissionado a 1-Dez-12 e o grupo 2 iniciou a operação comercial a 10-Mai-13). No 1S13, Pecém I gerou uma margem bruta negativa de -R\$23M, uma vez que perante o atraso na entrada em operação do grupo 2, a EDPB teve que adquirir electricidade em mercado para cumprir as suas obrigações contratuais junto das distribuidoras. Adicionalmente, devido a uma indisponibilidade parcial, o EBITDA do 1S13 foi negativamente afectado por uma penalização não-recorrente de R\$67M, reconhecida ao nível dos outros custos operacionais. O contributo em EBITDA de Pecém I foi de -R\$104M no 1S13.

O investimento operacional subiu 7% no período para R\$315M no 1S13, 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 62% foram alocados a Jari, 30% a Pecém I e 8% a Cachoeira Caldeirão.

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\$63M no 1S13, reflectindo uma posição longa favorável e um aumento do volume de energia fornecido a clientes, tendo beneficiando de preços superiores no mercado à vista.



# Demonstrações de Resultados & Anexos

# Demonstração de Resultados por Área de Negócio



<b>1S13</b> (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	<b>Grupo EDP</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>448,7</b>	<b>493,1</b>	<b>895,3</b>	<b>685,2</b>	<b>467,6</b>	<b>(75,4)</b>	<b>2.914,6</b>
Fornecimentos e serviços externos	36,8	137,5	210,4	125,8	88,2	(147,5)	451,2
Custos com pessoal	32,4	52,7	76,1	31,8	57,6	57,5	308,1
Custos com benefícios sociais	0,0	3,5	11,6	3,4	7,1	4,0	29,6
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	7,0	65,9	74,9	(36,2)	42,5	14,9	168,9
<b>Custos Operacionais</b>	<b>76,2</b>	<b>259,6</b>	<b>373,0</b>	<b>124,8</b>	<b>195,3</b>	<b>(71,0)</b>	<b>957,8</b>
<b>EBITDA</b>	<b>372,4</b>	<b>233,6</b>	<b>522,4</b>	<b>560,4</b>	<b>272,3</b>	<b>(4,4)</b>	<b>1.956,7</b>
Provisões	0,9	17,6	(5,3)	0,2	15,4	8,0	36,8
Depreciações e amortizações líquidas (1)	86,0	116,2	166,0	233,5	74,4	29,4	705,5
<b>EBIT</b>	<b>285,5</b>	<b>99,7</b>	<b>361,6</b>	<b>326,7</b>	<b>182,5</b>	<b>(41,8)</b>	<b>1.214,3</b>

<b>1S12</b> (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	<b>Grupo EDP</b>
<b>Margem Bruta</b>	<b>487,0</b>	<b>399,6</b>	<b>934,2</b>	<b>602,4</b>	<b>459,2</b>	<b>(93,3)</b>	<b>2.789,2</b>
Fornecimentos e serviços externos	39,3	132,8	209,6	119,6	87,4	(143,0)	445,6
Custos com pessoal	36,5	48,6	77,8	25,7	52,6	53,6	294,7
Custos com benefícios sociais	0,0	3,5	13,2	3,6	10,9	4,3	35,5
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	8,9	32,6	113,7	(50,0)	10,5	12,6	128,3
<b>Custos Operacionais</b>	<b>84,7</b>	<b>217,5</b>	<b>414,3</b>	<b>98,9</b>	<b>161,3</b>	<b>(72,5)</b>	<b>904,1</b>
<b>EBITDA</b>	<b>402,3</b>	<b>182,1</b>	<b>520,0</b>	<b>503,5</b>	<b>297,9</b>	<b>(20,8)</b>	<b>1.885,1</b>
Provisões	1,0	(1,8)	0,1	-	1,6	5,9	6,8
Depreciações e amortizações líquidas (1)	99,1	130,1	156,8	221,7	71,0	25,3	704,0
<b>EBIT</b>	<b>302,2</b>	<b>53,8</b>	<b>363,1</b>	<b>281,9</b>	<b>225,3</b>	<b>(51,9)</b>	<b>1.174,4</b>

(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	3.904,5	3.355,8	3.380,3	3.763,8	3.903,0	3.265,2	-	-	-3%	-16%
Receitas de gás	482,7	416,2	449,6	422,7	430,9	428,8	-	-	3%	-0%
Outras Receitas	25,0	29,4	46,6	63,4	50,6	42,2	-	-	44%	-17%
<b>Proveitos Operacionais</b>	<b>4.412,2</b>	<b>3.801,4</b>	<b>3.876,4</b>	<b>4.249,9</b>	<b>4.384,5</b>	<b>3.736,2</b>	-	-	<b>-2%</b>	<b>-15%</b>
Electricidade	2.284,3	1.888,0	1.956,0	2.263,9	2.284,8	1.803,9	-	-	-4%	-21%
Gás	390,6	322,5	331,8	331,0	336,2	323,7	-	-	0%	-4%
Combustíveis	279,4	217,3	245,7	297,2	229,2	176,8	-	-	-19%	-23%
Materiais diversos e mercadorias	20,1	22,0	32,5	29,5	23,5	28,1	-	-	28%	20%
<b>Custos Directos da Actividade</b>	<b>2.974,5</b>	<b>2.449,8</b>	<b>2.565,9</b>	<b>2.921,5</b>	<b>2.873,8</b>	<b>2.332,4</b>	-	-	<b>-5%</b>	<b>-19%</b>
Rédito associado a activos afectos a concessões	94,3	84,6	106,9	433,7	69,5	98,0	-	-	16%	41%
Encargos com activos afectos a concessões	(94,3)	(84,6)	(106,9)	(433,7)	(69,5)	(98,0)	-	-	-16%	-41%
<b>Margem Bruta</b>	<b>1.437,6</b>	<b>1.351,6</b>	<b>1.310,6</b>	<b>1.328,3</b>	<b>1.510,8</b>	<b>1.403,8</b>	-	-	<b>4%</b>	<b>-7%</b>
Fornecimentos e serviços externos	216,3	229,3	227,7	255,0	216,3	234,9	-	-	2%	9%
Custos com pessoal	154,5	140,2	138,1	149,4	156,6	151,5	-	-	8%	-3%
Custos com benefícios sociais	15,0	20,5	12,5	41,3	13,9	15,7	-	-	-24%	13%
Outros custos operacionais (líquidos)	48,4	79,9	74,9	(3,3)	52,0	116,9	-	-	46%	125%
<b>Custos Operacionais</b>	<b>434,2</b>	<b>470,0</b>	<b>453,2</b>	<b>442,3</b>	<b>438,9</b>	<b>519,0</b>	-	-	<b>10%</b>	<b>18%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>1.003,5</b>	<b>881,6</b>	<b>857,3</b>	<b>886,0</b>	<b>1.071,9</b>	<b>884,8</b>	-	-	<b>0%</b>	<b>-17%</b>
Provisões	3,0	3,8	(3,3)	12,6	9,4	27,4	-	-	630%	190%
Depreciações e amortizações líquidas (1)	350,3	353,7	356,5	408,5	353,3	352,3	-	-	-0%	-0%
<b>EBIT</b>	<b>650,2</b>	<b>524,2</b>	<b>504,2</b>	<b>464,8</b>	<b>709,2</b>	<b>505,1</b>	-	-	<b>-4%</b>	<b>-29%</b>
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	(0,0)	2,9	(0,0)	(0,1)	0,0	0,0	-	-	-100%	-100%
Resultados financeiros	(166,8)	(186,2)	(162,6)	(189,6)	(159,9)	(173,0)	-	-	7%	-8%
Resultados em associadas	3,6	6,8	7,0	6,3	8,1	10,7	-	-	57%	33%
<b>Resultados Antes de Impostos</b>	<b>487,0</b>	<b>347,7</b>	<b>348,6</b>	<b>281,5</b>	<b>557,4</b>	<b>342,8</b>	-	-	<b>-1%</b>	<b>-38%</b>
IRC e Impostos diferidos	79,0	79,9	114,2	9,4	149,1	41,0	-	-	-49%	-72%
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do período	408,0	267,8	234,4	272,1	408,4	301,8	-	-	13%	-26%
<b>Accionistas da EDP</b>	<b>337,2</b>	<b>244,5</b>	<b>212,8</b>	<b>218,0</b>	<b>334,7</b>	<b>268,5</b>	-	-	<b>10%</b>	<b>-20%</b>
Interesses não controláveis	70,7	23,2	21,6	54,1	73,6	33,3	-	-	44%	-55%

(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)							
	1S13	1S12	Δ MW	Δ %	1S13	1S12	Δ GWh	Δ %	1T12	2T12	3T12	4T12	1T13	2T13	3T13	4T13
<b>PPA/CMEC (Portugal)</b>	<b>5.274</b>	<b>6.220</b>	<b>-946</b>	<b>-15%</b>	<b>9.562</b>	<b>6.060</b>	<b>3.502</b>	<b>58%</b>	<b>3.200</b>	<b>2.860</b>	<b>2.912</b>	<b>3.594</b>	<b>5.053</b>	<b>4.509</b>		
Hídrico	4.094	4.094	0	0%	6.088	1.730	4.358	252%	846	884	570	1.619	3.307	2.781		
Fio de água	1.860	1.860			4.617	1.436			623	813	430	1.183	2.418	2.199		
Albufeira	2.234	2.234			1.471	294			223	71	140	436	889	582		
<b>Carvão - Sines</b>	<b>1.180</b>	<b>1.180</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>3.474</b>	<b>4.330</b>	<b>-856</b>	<b>-20%</b>	<b>2.353</b>	<b>1.977</b>	<b>2.340</b>	<b>1.977</b>	<b>1.747</b>	<b>1.728</b>		
Fuel - Setúbal	0	946	-946	-	0	1	0	0%	2	-1	2	-2	0	0		
<b>Regime Especial (Ex-Eólico)</b>	<b>369</b>	<b>466</b>	<b>-97</b>	<b>-21%</b>	<b>1.120</b>	<b>1.152</b>	<b>-33</b>	<b>-3%</b>	<b>561</b>	<b>591</b>	<b>482</b>	<b>612</b>	<b>623</b>	<b>496</b>		
Portugal	256	324	-67	-21%	775	722	53	7%	343	380	301	406	449	326		
Mini-Hídricas	157	157			424	132			41	91	16	105	268	156		
Cogeração	68	135			248	490			254	236	233	247	132	116		
Biomassa	32	32			103	100			47	54	53	53	49	54		
Spain	113	142	-30	-21%	345	430	-85	-20%	219	211	180	206	174	170		
Cogeração+Resíduos	113	139			345	430			219	211	180	206	174	170		
Biomassa	0	3			0	0			0	0	0	0	0	0		
<b>Produção Liberalizada P. Ibérica</b>	<b>7.122</b>	<b>6.864</b>	<b>257</b>	<b>4%</b>	<b>6.278</b>	<b>6.230</b>	<b>48</b>	<b>1%</b>	<b>3.544</b>	<b>2.686</b>	<b>3.149</b>	<b>3.805</b>	<b>3.621</b>	<b>2.657</b>		
Hídrico	1.605	1.347	257	19%	2.939	1.044	1.896	182%	390	654	329	761	1.581	1.358		
Portugal	1.178	921			2.101	648			234	414	270	595	1.104	997		
Espanha	426	426			838	396			156	240	59	166	477	361		
<b>Carvão</b>	<b>1.460</b>	<b>1.460</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>2.387</b>	<b>3.124</b>	<b>-737</b>	<b>-24%</b>	<b>1.846</b>	<b>1.278</b>	<b>1.708</b>	<b>1.883</b>	<b>1.371</b>	<b>1.015</b>		
Aboño I	342	342			668	933			469	464	542	491	412	256		
Aboño II	536	536			1.523	1.333			973	360	907	1.000	826	697		
Soto Ribera II	236	236			140	247			72	175	73	146	124	16		
Soto Ribera III	346	346			55	611			333	278	186	247	9	46		
<b>CCGT</b>	<b>3.736</b>	<b>3.736</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>437</b>	<b>1.509</b>	<b>-1.072</b>	<b>-71%</b>	<b>973</b>	<b>536</b>	<b>775</b>	<b>822</b>	<b>337</b>	<b>100</b>		
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			81	184			164	19	-2	48	74	6		
Lares (2 grupos)	863	863			69	530			353	177	519	230	63	6		
Castejón (2 grupos)	843	843			153	360			170	190	199	266	94	58		
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			135	435			285	150	59	279	106	29		
<b>Nuclear - Trillo</b>	<b>156</b>	<b>156</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>515</b>	<b>553</b>	<b>-38</b>	<b>-7%</b>	<b>335</b>	<b>218</b>	<b>338</b>	<b>339</b>	<b>331</b>	<b>184</b>		
<b>Gasóleo/Fuelóleo</b>	<b>165</b>	<b>165</b>	<b>0</b>	<b>0%</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-45%</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>		
<b>Eólico (Maior detalhe na página 16)</b>	<b>7.720</b>	<b>7.169</b>	<b>550</b>	<b>8%</b>	<b>10.700</b>	<b>9.918</b>	<b>783</b>	<b>8%</b>	<b>5.212</b>	<b>4.705</b>	<b>3.427</b>	<b>5.100</b>	<b>5.755</b>	<b>4.946</b>		
Península Ibérica	2.930	2.826			3.999	3.346			1.631	1.714	1.437	1.766	2.322	1.676		
Resto da Europa	1.069	838			986	871			477	394	323	533	552	434		
EUA	3.637	3.422			5.618	5.607			3.056	2.552	1.597	2.733	2.829	2.790		
Brasil	84	84			98	93			48	45	71	67	52	46		
<b>Solar - Roménia</b>	<b>39</b>	<b>0</b>	<b>39</b>	<b>-</b>	<b>16</b>	<b>0</b>	<b>16</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>16</b>		
<b>Brasil (Ex-Eólico)</b>	<b>2.159</b>	<b>1.794</b>	<b>365</b>	<b>20%</b>	<b>4.518</b>	<b>4.472</b>	<b>45</b>	<b>1%</b>	<b>2.647</b>	<b>1.826</b>	<b>1.418</b>	<b>2.327</b>	<b>2.460</b>	<b>2.058</b>		
Hídrico	1.799	1.794	5	0%	4.093	4.472	-379	-8%	2.647	1.826	1.418	2.301	2.246	1.847		
Lajeado	903	903			1.888	2.138			1.351	787	565	1.008	1.040	849		
Peixe Angical	499	499			1.245	1.407			819	588	558	874	710	535		
Energest	397	393			960	927			477	451	294	419	497	463		
<b>Carvão - Pecém</b>	<b>360</b>	<b>0</b>	<b>360</b>	<b>-</b>	<b>425</b>	<b>0</b>	<b>425</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>26</b>	<b>214</b>	<b>211</b>		
<b>TOTAL</b>	<b>22.682</b>	<b>22.514</b>	<b>168</b>	<b>1%</b>	<b>32.193</b>	<b>27.832</b>	<b>4.361</b>	<b>16%</b>	<b>15.164</b>	<b>12.668</b>	<b>11.388</b>	<b>15.438</b>	<b>17.511</b>	<b>14.682</b>		

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

# EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	1S13	1S12	Δ GWh	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>21.550</b>	<b>22.237</b>	<b>-687</b>	<b>-3,1%</b>
Muito Alta Tensão	1.076	984	92	9,3%
Alta / Média Tensão	9.909	10.171	-261	-2,6%
Baixa Tensão	10.565	11.082	-518	-4,7%
<b>Espanha</b>	<b>4.606</b>	<b>4.717</b>	<b>-111</b>	<b>-2,4%</b>
Alta / Média Tensão	3.325	3.455	-130	-3,8%
Baixa Tensão	1.281	1.262	19	1,5%
<b>Brasil</b>	<b>12.856</b>	<b>12.481</b>	<b>375</b>	<b>3,0%</b>
Clientes Livres	4.893	4.612	281	6,1%
Industrial	1.881	2.036	-154	-7,6%
Residencial, Comercial & Outros	6.082	5.833	249	4,3%
<b>TOTAL</b>	<b>39.012</b>	<b>39.435</b>	<b>-423</b>	<b>-1,1%</b>

Clientes Ligados (mil)	1S13	1S12	Δ Abs.	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>6.079</b>	<b>6.117</b>	<b>-37,5</b>	<b>-0,6%</b>
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	-	0,0%
Baixa Tensão Especial	33	34	-0,2	-0,6%
Baixa Tensão	6.022	6.059	-37,2	-0,6%
<b>Espanha</b>	<b>658</b>	<b>657</b>	<b>1,4</b>	<b>0,2%</b>
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	1,5%
Baixa Tensão	657	656	1,4	0,2%
<b>Brasil</b>	<b>2.994</b>	<b>2.876</b>	<b>118,5</b>	<b>4,1%</b>
Bandeirante	1.637	1.570	67,3	4,3%
Escelsa	1.357	1.305	51,2	3,9%
<b>TOTAL</b>	<b>9.731</b>	<b>9.649</b>	<b>82,4</b>	<b>0,9%</b>

Redes	1S13	1S12	Δ Abs.	Δ %
<b>Extensão das redes (Km)</b>	<b>335.548</b>	<b>332.245</b>	<b>3.302</b>	<b>1,0%</b>
Portugal	224.688	222.934	1.754	0,8%
Espanha	23.202	22.850	352	1,5%
Brasil	87.658	86.462	1.196	1,4%
<b>Perdas (% da electricidade distribuída)</b>				
Portugal (1)	-12,1%	-9,9%	-2,2 pp	
Espanha	-4,1%	-4,6%	0,5 pp	
Brasil				
Bandeirante	-10,3%	-10,2%	-0,1 pp	
Técnicas	-5,5%	-5,5%	0,0 pp	
Comerciais	-4,8%	-4,7%	-0,1 pp	
Escelsa	-13,4%	-13,1%	-0,4 pp	
Técnicas	-7,8%	-7,3%	-0,5 pp	
Comerciais	-5,6%	-5,8%	0,2 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	1S13	1S12	Δ GWh	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>3.657</b>	<b>4.125</b>	<b>-468</b>	<b>-11,3%</b>
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	613	586	28	5%
Média Pressão (P > 4 Bar)	3.028	3.525	-496	-14%
GPL	16	15	1	8%
<b>Espanha</b>	<b>28.208</b>	<b>31.259</b>	<b>-3.051</b>	<b>-10%</b>
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	6.102	6.222	-119	-1,9%
Média Pressão (P > 4 Bar)	22.106	25.038	-2.932	-12%
<b>TOTAL</b>	<b>31.866</b>	<b>35.384</b>	<b>-3.518</b>	<b>-9,9%</b>

Pontos de Abastecimento (mil)	1S13	1S12	Δ Abs.	Δ %
<b>Portugal</b>	<b>296,1</b>	<b>280,7</b>	<b>15,4</b>	<b>5,5%</b>
Finais	184,3	275,7	-91,4	-33,1%
Acesso	111,8	5,0	106,8	2117%
<b>Espanha</b>	<b>1.012,2</b>	<b>1.001,6</b>	<b>10,6</b>	<b>1,1%</b>
Finais	-	-	-	-
Acesso	1.012,2	1.001,6	10,6	1,1%
<b>TOTAL</b>	<b>1.308,4</b>	<b>1.282,3</b>	<b>26,1</b>	<b>2,0%</b>

Redes	1S13	1S12	Δ Abs.	Δ %
<b>Extensão das redes (Km)</b>	<b>14.301</b>	<b>14.488</b>	<b>-188</b>	<b>-1,3%</b>
Portugal	4.376	4.219	156	3,7%
Espanha	9.925	10.269	-344	-3,3%
Distribuição	9.925	9.823	102	1,0%
Transporte	-	446	-446	-

# EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



## Principais Acontecimentos 2T13

**Abr:** EDP Renováveis obtém o 1º lugar entre as *utilities* mundiais no índice FTSE4Good;

**Abr:** A Editora Gestão RH anuncia que a EDP Brasil passa a integrar as 100 Melhores Empresas em Indicador de Desenvolvimento Humano Organizacional e as 50 Melhores Empresas em Cidadania Corporativa;

**Abr:** EDP é distinguida pela Associação Portuguesa de Fundos de Investimento Pensões e Património com o certificado de Responsabilidade para a Reforma;

**Jun:** EDP promove Roadshow EDPpartners no Brasil com o intuito de proporcionar oportunidades de negócio entre os principais fornecedores do Grupo;

**Jun:** IR Magazine Europe Awards 2013 reconhece EDP colocando a empresa no 14º do *ranking* global, premiando a empresa com o 1º lugar na categoria de melhores práticas de sustentabilidade e atribuindo à empresa a 1ª posição nos *rankings* sectorial (*utilities*) e nacional.

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

	1S13	Base 100	Δ %
<b>Índice de Sustentab.</b>	<b>101</b>	<b>100</b>	<b>1,1%</b>
Comp. Ambiental Peso %	102 33%	100 33%	2%
Comp. Económica Peso %	99 37%	100 37%	-0,6%
Comp. Social Peso %	102 30%	100 30%	1,6%

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/](http://www.edp.pt/sustentabilidade/abordagemasustentabilidade/))

## Métricas Económicas

	1S13	1S12	Δ %
<b>Valor Económico (€M)(1)</b>			
Directo Gerado	8.860	8.747	1,3%
Distribuído	8.178	7.917	3,3%
Acumulado	682	830	-17,8%

## Métricas Sociais (b)

	1S13	1S12	Δ %
<b>Empregados (a)</b>	<b>12.143</b>	<b>12.154</b>	<b>-0,1%</b>
<b>Formação (horas formanc</b>	<b>170.188</b>	<b>225.841</b>	<b>-25%</b>
<b>Acidentes em Serviço</b>	<b>25</b>	<b>19</b>	<b>32%</b>
Ind. Frequência EDP (Tf)	2,27	1,77	28%
Ind. Gravidade EDP (Tg)	122	136	-9,9%
Ind. Freq. EDP+PSE(c) (Tf)	4,22	4,46	-5,4%

## Métricas Ambientais (b)

	1S13	1S12	Δ %
<b>Emissões Atmosféricas (kt) (d)</b>			
CO2	6.987,3	8.867,8	-21%
NOx	6,3	7,3	-14%
SO2	5,0	8,1	-38%
Partículas	0,237	0,368	-36%
<b>Emissões Atmosféricas Específicas (g/kWh)</b>			
CO2	217,98	312,67	-30%
NOx	0,20	0,26	-24%
SO2	0,16	0,28	-45%
<b>Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)</b>			
Emissões directas (Âmbito 1)	6.998	8.892	-21%
Emissões indirectas (Âmbito 2) (e)	911	761	20%
<b>Consumo de Energia Primária (TJ) (f)</b>	<b>71.446</b>	<b>98.628</b>	<b>-28%</b>
<b>Capacidade Líquida Max. Certificada (%)</b>	<b>74,6%</b>	<b>72,4%</b>	<b>2 p.p.</b>
<b>Utilização de Água (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>	<b>762.575</b>	<b>774.783</b>	<b>-1,6%</b>
<b>Total Resíduos (t) (g)</b>	<b>141.348</b>	<b>383.913</b>	<b>-63%</b>
<b>Despesas Ambientais (€ mil)</b>	<b>38.605</b>	<b>24.596</b>	<b>57%</b>
<b>Multas e Penalidades Ambientais (€ mil) (i)</b>	<b>25,3</b>	<b>210,2</b>	<b>-88%</b>

(a) Incluindo Órgãos Sociais Executivos

(c) PSE: Prestadores de Serviços Externos

(e) Incluindo os consumos de electricidade dos edifícios administrativos da HC Energía 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

(f) Incluindo frota automóvel

(h) Inclui vapor (1.083 GWh: 1S12 vs. 802 GWh: 1S13)

(i) O valor reportado no 1T13 foi alterado

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.

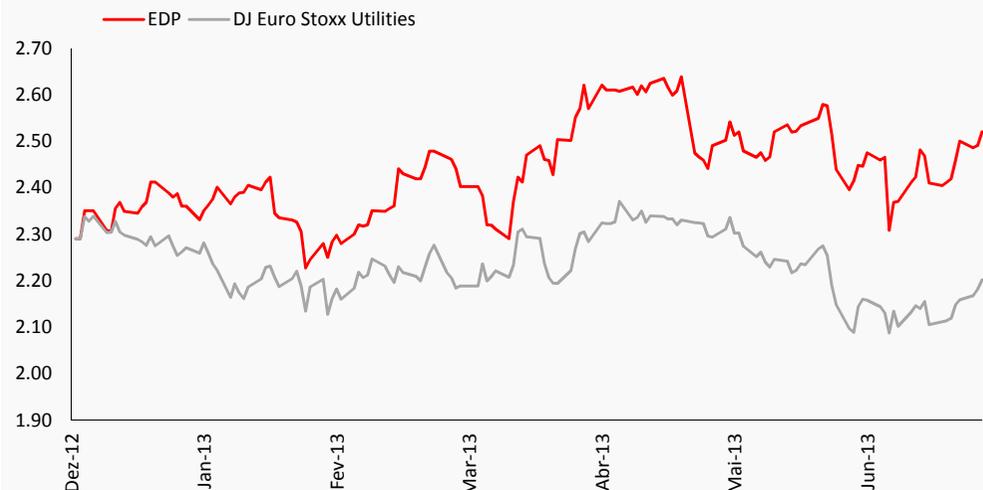
(1) Valor Económico Produzido (VEP): Volume de negócios + Outros Proveitos operacionais + ganhos/perdas na alienação de activos financeiros + ganhos/perdas em associadas + Proveitos financeiros

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 (b)

Emissões de CO2	Absoluto (ktCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (h) (GWh)	
	1S13	1S12	1S13	1S12	1S13	1S12
<b>PPA/CMEC</b>	<b>3.205</b>	<b>3.885</b>	<b>0,92</b>	<b>0,90</b>	<b>3.474</b>	<b>4.331</b>
Carvão	3.203	3.876	0,92	0,90	3.474	4.330
Fuel Oil & Gás Natural	2	9	-	-	-	1
<b>Produção Liberalizada</b>	<b>3.284</b>	<b>4.424</b>	<b>1,16</b>	<b>0,95</b>	<b>2.824</b>	<b>4.633</b>
Carvão	3.095	3.813	1,30	1,22	2.387	3.124
CCGT	189	611	0,43	0,40	437	1.509
<b>Regime Especial</b>	<b>498</b>	<b>559</b>	<b>0,33</b>	<b>0,27</b>	<b>1.497</b>	<b>2.103</b>
<b>Produção Térmica</b>	<b>6.987</b>	<b>8.868</b>	<b>0,90</b>	<b>0,80</b>	<b>7.795</b>	<b>11.067</b>
<b>Produção Livre de Emissões de CO2</b>					<b>24.260</b>	<b>17.295</b>
<b>Total Emissões de CO2</b>			<b>0,22</b>	<b>0,31</b>	<b>32.055</b>	<b>28.362</b>

## 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 Parública
- 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

EDP em Bolsa	YTD	52W	2012
		24-07-2013	

### Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	2,520	2,520	2,290
Max	2,670	2,670	2,484
Min	2,215	1,752	1,628
Média	2,430	2,302	2,069

### Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	2.255	3.344	2.899
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	15	13	11
Volume Transaccionado (milhões de acções)	928	1.452	1.401
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,3	5,5	5,4

Dados Acções EDP	1S13	1S12	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	28,7	32,5	-11,6%

### 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](http://www.edp.pt)