



1S15

Resultados

Conteúdo

Destaques	- 2 -
Performance Financeira Consolidada	
EBITDA	- 3 -
Resultados abaixo do EBITDA	- 4 -
Investimento Operacional e Financeiro	- 5 -
Cash Flow	- 6 -
Demonstração da Posição Financeira Consolidada	- 7 -
Dívida Líquida	- 8 -
Áreas de Negócio	
Enquadramento: Mercado Ibérico de Electricidade e Gás	- 10 -
1. Produção Contratada de Longo Prazo no Mercado Ibérico	- 11 -
2. Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico	- 12 -
3. EDP Renováveis	- 15 -
4. Redes Reguladas no Mercado Ibérico	- 19 -
5. Brasil - EDP Brasil	- 22 -
Demonstrações de Resultados & Anexos	
Demonstração de Resultados por Área de Negócio	- 26 -
Demonstração de Resultados por Trimestre	- 27 -
Activos de Produção: Capacidade Instalada & Produção	- 28 -
Redes Reguladas: Volumes Distribuídos, Clientes Ligados e Rede	- 29 -
Desempenho na Área da Sustentabilidade	- 30 -
Desempenho da EDP na Bolsa	- 31 -

Lisboa, 30 de Julho de 2015

Demonstração Resultados (€ M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	2.750	2.699	2%	+51
Fornecimentos e serviços externos	434	422	3%	+12
Custos com pessoal, benef. aos empregados	324	201	62%	+124
Outros custos operacionais (líquidos)	(140)	89	-	-229
Custos Operacionais Líquidos (1)	619	712	-13%	-94
EBITDA	2.131	1.986	7%	+145
Provisões	3	18	-82%	-15
Amortizações e imparidades exercício (2)	689	681	1%	+9
EBIT	1.438	1.288	12%	+150
Resultados financeiros	(364)	(245)	-49%	-119
Equiv. Patrimon. em joint ventures/assoc.	(23)	8	-	-31
Resultado antes de impostos	1.051	1.051	0%	+0
IRC e Impostos diferidos	194	239	-19%	-45
Contribuição extraord. sector energético	61	61	-1%	-1
Resultado líquido do período	796	751	6%	+45
Accionistas da EDP	587	634	-7%	-47
Interesses não controláveis	209	117	79%	+92

Dados-chave Operacionais	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	11.983	11.884	0,8%	+99
Capacidade instalada (MW)	23.336	22.082	5,7%	+1.255

Dados-chave Financeiros (€ M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
FFO	1.405	1.148	22%	+256
Investimento operacional	741	659	12%	+82
Manutenção	237	260	-9%	-23
Expansão	505	399	26%	+106
Investimento Líquidos (4)	544	633	-14%	-89

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Jun-15	Dez-14	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.630	8.681	-1%	-52
Dívida líquida	17.700	17.042	4%	+658
Receb. futuros da actividade regulada	2.347	2.504	-6%	-157
Dívida líquida/EBITDA (x) (5)	4,7x	4,7x	0%	0,0x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	4,1x	4,0x	0%	0,0x

O **EBITDA do Grupo EDP** ascendeu a €2.131M no 1S15, ficando 7% acima do período homólogo, com alguns efeitos não recorrentes: (i) no 1S15, um ganho de €295M decorrente da compra a desconto à Eneva de 50% de Pecém I (Brasil) e +€89M obtido na venda de activos de gás à Redexis (Espanha); (ii) no 1S14, um ganho de €129M obtido na venda de 50% da posição em Jari/ Cachoeira-Caldeirão e +€129M registado com o novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) em Portugal.

O **EBITDA ajustado** destes efeitos subiu 1% em termos homólogos, para €1.747M no 1S15, penalizado por condições mais adversas para a produção hídrica e eólica nos principais mercados da EDP. Em Portugal, a hidraulicidade no 1S15 ficou 25% aquém da média histórica, comparado com um prémio de 37% sobre a média histórica no 1S14. Ao nível da EDP Renováveis ('EDPR'), o factor médio de utilização ficou 3% abaixo do patamar médio (vs. +7% no 1S14).

A evolução das **operações na Pen. Ibérica** (EBITDA: -12%, para €1.083M) ficou marcada por um 1S14 especialmente forte: maior hidraulicidade e volatilidade de preços; condições atractivas no mercado grossista de gás e uma maior expressão de impactos não recorrentes (+€129M no 1S14 (vs. +€89M no 1S15)). A performance da **EDPR** (EBITDA: +11%, para €548M) traduziu o acréscimo de capacidade média em operação (+7%), um preço médio realizado mais alto em Espanha e nos EUA; e uma apreciação do USD face ao Euro, em 23%. A evolução da **EDP Brasil** ('EDPB', EBITDA: +88% para €501M no 1S15) ficou marcada: por um lado, pelo ganho decorrente da aquisição à Eneva dos restantes 50% de Pecém I e pelo reconhecimento de activos regulatórios ao nível da margem bruta; por outro lado, pelo défice de geração hídrica, em 20% no 1S15, com um impacto global no EBITDA de 1S15 de -€88M.

Os **custos operacionais** do Grupo EDP ascenderam a €758M no 1S15. Em termos homólogos, excluindo o ganho de €129M obtido no 1S14 com o novo ACT em Portugal, os custos operacionais: (i) caíram 2% na P. Ibérica, suportado por uma redução do número de colaboradores; (ii) subiram 2% na EDPR (excluindo impacto cambial), reflexo de apertado controlo de custos e expansão de portfólio; (iii) subiu 5% no Brasil (excluindo impacto cambial), abaixo da inflação. Os **outros custos/(receitas) operacionais líquidos** ascenderam a -€140M no 1S15 (vs. Custo de €89M no 1S14), influenciados por: (i) já referido ganho em Pecém I, venda de activos de gás à Redexis (ambos no 1S15) e de 50% Jari/Cachoeira (1S14); e (ii) uma subida de impostos sobre a geração na P. Ibérica (+€18M face ao 1S14, para um total de €79M no 1S15), decorrente do aumento de produção e receitas.

O **EBIT** subiu 12% face ao 1S14, para €1.438M no 1S15, suportado pelo EBITDA e por amortizações mais altas (+1%, fruto da apreciação cambial do USD). Os **resultados financeiros** ascenderam -€364M no 1S15, influenciados pelo impacto da apreciação cambial na dívida financeira denominada em USD, que resultou no aumento do custo médio da dívida (+0,1pp para 4,7%; estável face a 2014). Os **impostos** totalizaram €194M no 1S15. Adicionalmente, as contas do 1S15 reflectem o valor anual da contribuição extraordinária do sector energético na EDP (€61M, em linha com o valor de 1S14, re-expresso de acordo com a IFRIC21). Os **interesses não controláveis**, no valor de €209M no 1S15 (+€92M vs. 1S14), reflecte o forte aumento dos resultados da EDP Brasil no 1S15. Em suma, o **resultado líquido da EDP** fixou-se nos €587M no 1S15, incluindo um impacto de -€45M de IFRIC21 (detalhe na pág. 4). Ajustado dos impactos não recorrentes registados no 1S14 (+€77M; detalhe na pág. 4) e no 1S15 (+€156M; detalhe na pág. 4), o resultado líquido ascendeu a €431M no 1S15 (-23% vs. 1S14), penalizado pelas condições atmosféricas adversas na P. Ibérica, Brasil e EUA; e por efeitos cambiais.

A **dívida líquida** subiu de €17MM em Dez-14, para €17,7MM em Jun-15, suportado pela aquisição e consolidação integral de Pecém I (+€0,7MM), pelo impacto cambial adverso em +€0,3MM decorrente da apreciação do USD face ao EUR em 9% (final de período). Adicionalmente, a evolução da dívida líquida reflecte: (i) redução em €1,2MM por via de geração de fluxo de caixa operacionais (FFO), líquido de investimento em manutenção; (ii) €0,7MM de aumento por via de pagamento de dividendos relativo ao ano 2014; (iii) redução em €0,2MM por via de menores activos regulatórios; e (iv) aumento de €0,9MM resultante de investimento em expansão (nova capacidade hídrica e eólica), líquido de investimento em fundo de maneo com fornecedores de imobilizado, recebimentos líquidos de parceiros institucionais e desinvestimentos líquidos. **A posição de liquidez financeira (caixa e linhas de crédito disponíveis) do Grupo EDP a Mar-15 ascende a €5,0MM, cobrindo as necessidades de refinanciamento da EDP até ao final de 2017.**

(1) Custos Operac. Líqº = Custos Operac. (FSEs + Custos Pessoal + Custos Benef. Sociais) + Outros Custos Operac. (Líqº); (2) Deprec. e amortizações liqº de compensação de amort. de activos subsidiados; imparidades; (3) Líqº dos recebimentos futuros relacionados a act. regulada; (4) Invest. Líquidos definidos na nota (5) da página 5 deste documento; (5) Com base num EBITDA dos últimos 12 meses de €3,787M.

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	4T15	2T15 YoY		2T15 QoQ		
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.	
Produção Contratada LP	322	356	-9%	-34	176	180	156	159	153	169				-6%	-11	10%	16
Actividades Liberalizadas	183	311	-41%	-128	186	125	54	51	102	81				-35%	-44	-20%	-21
Redes Reguladas P. Ibérica	569	559	2%	+10	245	314	257	226	324	245				-22%	-69	-24%	-79
Eólico e Solar	548	495	11%	+53	271	223	147	261	295	253				13%	29	-14%	-42
Brasil	501	266	88%	+235	127	139	108	245	129	372				167%	232	188%	243
Outros	9	(0)	-	+9	2	(2)	(2)	(7)	(15)	24				-	26	-	38
Consolidado	2.131	1.986	7%	+145	1.007	980	721	935	988	1.143				17%	163	16%	155

O EBITDA consolidado ascendeu a €2.131M no 1S15, 7% acima do 1S14, incluindo: (i) no 1S14, +€129M obtido na venda de 50% da posição em Jari/ Cachoeira-Caldeirão e +€129M registado com o novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) em Portugal; (ii) no 1S15, +€295M decorrente da compra a desconto à Eneva de 50% de Pecém I (€267M ao nível do Brasil; €28M ao nível de 'Outros' reflectindo o impacto cambial conversão histórica dos capitais próprios de Pecém nas contas da EDP Brasil) e +€89M obtido na venda de activos de gás à Redexis (Espanha). Ajustado destes efeitos, o EBITDA ascendeu a €1.747M, ficando 1% acima do 1S14, reflexo de hidraulicidade e eolicidade na P. Ibérica excepcionais no 1S14 (comparado com um 1S15 abaixo da média histórica) e um tempo ainda mais seco no Brasil no 1S15 (traduzindo-se em -€78M no EBITDA face ao 1S14). Em Portugal, a hidraulicidade no 1S15 ficou 25% aquém da média histórica, o que compara com uma hidraulicidade 37% acima da média no 1S14. Na EDPR, a eolicidade no 1S15 ficou 3% aquém do cenário P50, face a +7% no 1S14. No Brasil, a intensificação da seca no 1S15 traduziu-se num défice de geração hídrica de 5% no 1S14 para 20% no 1S15. O impacto cambial no EBITDA ascendeu a +€20M no 1S15 (+1% do EBITDA), reflexo da apreciação em 23% do USD face ao Euro e da depreciação em 5% do BRL face ao Euro.

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA (15% do EBITDA) - O EBITDA caiu 9% (-€34M), para €322M no 1S15, impactado pela inferior produção em mini-hídricas (-44% face ao 1S14, traduzindo-se numa quebra da margem bruta em €16M, concentrada no 1T15) e por um ganho não recorrente registado no 2T14, no valor de €23M, referente ao novo ACT.

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA (9% do EBITDA) - O EBITDA caiu €128M, em termos homólogos, para €183M no 1S15, em função de: (i) menor margem bruta na electricidade resultante do menor contributo da produção hídrica (peso de 35% no mix de geração no 1S15 vs. 58% no 1S14) e menos oportunidades de gestão da volatilidade nos mercados energéticos; e (ii) menor margem bruta de gás, face ao 1S14, resultante de menos oportunidades de comercialização de gás nos mercados grossistas; e (iii) aumento de impostos sobre geração suportados na P. Ibérica no 1S15 (-€17M vs. 1S14). A maior geração térmica e o acréscimo na margem bruta no negócio de comercialização de electricidade mitigaram parcialmente os efeitos anteriores.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (27% do EBITDA) - O EBITDA subiu 2% (+€10M) face ao 1S14, para €569M no 1S15, contando com o impacto semelhante de efeitos não recorrentes: (i) +€89M decorrente da mais-valia na venda de activos de gás à Redexis no 1S15 e (ii) +€87M resultante do impacto do novo ACT no 1S14. Excluindo estes impactos, o EBITDA cresceu 2%, suportado por custos operacionais inferiores que mais que compensaram a diminuição dos proveitos regulados. A margem bruta desceu 3% (-€27M), reflexo de: (i) em Portugal, uma taxa de retorno sobre o RAB mais baixa na distribuição de electricidade (6,33% no 1S15 vs. 8,31% no 1S14), em virtude da diminuição do risco soberano, e uma rápida passagem de clientes para o mercado livre; (ii) em Espanha, proveitos regulados superiores na distribuição de electricidade e, em contrapartida, proveitos inferiores na distribuição de gás devido à venda de activos.

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (26% do EBITDA) - O EBITDA da EDPR cresceu 11% no período (+€53M), para €548M no 1S15, impulsionado pelas operações na América do Norte (+€49M vs. 1S14), traduzindo a apreciação em 23% do USD face ao EUR (+€45M) e a subida do preço médio, suportada pelo maior peso relativo de contratos CAE/Cobertura em mercado nos EUA e pela subida dos preços médios realizados em mercado. O EBITDA na Europa subiu 2%, traduzindo: (i) uma melhoria do EBITDA em Espanha (+€13M, suportados pela recuperação do preço médio realizado em mercado) e nos mercados Europeus fora da P. Ibérica (+€14M, reflexo do aumento de capacidade e de um factor médio de utilização mais alto); (ii) uma redução do EBITDA em Portugal (-€14M, penalizado por recursos eólicos excepcionais no 1S14 e pela baixa inflação).

BRASIL (24% do EBITDA) - A contribuição da EDPB subiu 88% (+€235M), para €501M no 1S15, incluindo os efeitos não recorrentes: (i) no 1S15, +€267M obtido na compra à Eneva de 50% em Pecém I (consolidado integralmente desde 15-Mai-15); (ii) no 1S14, +€129M resultante da venda à CTG de uma posição de 50% em Jari/Cachoeira-Caldeirão. O impacto cambial no período ascendeu a -€25M, suportado por uma depreciação do BRL face ao Euro. Excluindo itens não-recorrentes, o EBITDA em moeda local subiu 80% vs. 1S14 para R\$772M. O EBITDA da distribuição subiu R\$385M, reflexo do reconhecimento de activos regulatórios na margem bruta, a partir de Dez-14, e do acréscimo de receitas reguladas (+R\$56M vs. 1S14), decorrente dos reajustamentos tarifários nas nossas distribuidoras. O EBITDA da geração e comercialização caiu 6% (-R\$24M), na medida em que o custo mais alto da energia vendida resultante do baixo GSF no período (80% no 1S15 vs. 95% no 1S14) foi parcialmente mitigado pela alocação sazonal dos volumes vendidos mais favorável e pela consolidação integral de Pecém I (+R\$77M). As perdas decorrentes de baixo GSF totalizaram €88M (R\$290M) no 1S15 face a perdas de €15M (R\$46M) no 1S14, traduzindo-se numa queda do EBITDA em €73M no período.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.	1T15	2T15	3T15	4T15	2T15 QoQ	
									Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.131	1.986	7%	145	988	1.143			16%	155
Provisões	3	18	-82%	-15	1	3			416%	2
Amortizações e imparidades exercício	689	681	1%	9	337	353			5%	16
EBIT	1.438	1.288	12%	150	651	788			21%	137
Juros financeiros líquidos	(454)	(434)	-5%	-20	(238)	(216)			-10%	23
Custos financeiros capitalizados	47	83	-43%	-36	32	15			-53%	-17
Diferenças de câmbio e derivados	(14)	33	-	-47	(40)	26			-166%	66
Rendimentos de participações de capital	9	4	122%	5	0	9			-	9
Unwinding c/ responsab. com pensões e actos médicos	(23)	(35)	34%	12	(11)	(11)			-2%	0
Ganhos/(Perdas) alienação investimentos financeiros	1	-	-	1	-	1			0%	1
Outros ganhos e perdas financeiros	69	102	-33%	-33	50	19			-61%	-30
Resultados Financeiros	(364)	(245)	-49%	-119	(208)	(156)			-25%	52
Equivalências patrimoniais em joint ventures/associadas	(23)	8	-	-31	(2)	(22)			1211%	-20
Resultados Antes de Impostos	1.051	1.051	0%	0	441	610			38%	168
IRC e Impostos Diferidos	194	239	-19%	-45	82	112			36%	29
Taxa de imposto efectiva (%)	18%	23%	-	-4,3 pp	19%	18%			0%	-0,0 pp
Contribuição Extraordinária para o Sector Energetico	61	61	-1%	-1	61	(0)			-100%	-61
EDP Renováveis	57	54	5%	3	39	19			-52%	-20
Energias do Brasil	145	61	140%	85	18	127			598%	109
Outros	7	2	238%	5	5	2			-52%	-3
Interesses não controláveis	209	117	79%	92	62	148			140%	86
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	587	634	-7%	-47	298	290			-3%	-8

As **amortizações e imparidades** (líquidas da compensação pelos activos subsidiados) subiram 1% face ao 1S14, para €689M no 1S15, suportados: (i) no 1S15, um acréscimo das amortizações ao nível da EDPR resultante da capacidade instalada nos últimos 12 meses e por força da apreciação do USD face ao Euro (+€33M face ao 1S15); (ii) no 1S14, uma imparidade de €27M referente à central hídrica Alvito.

Os **custos financeiros líq.** subiram 49%, para €364M no 1S15. Os **juros financeiros pagos (líquidos)** subiram 5%, reflexo de um custo médio da dívida 0,1pp mais alto (em 4,7%), fruto do impacto da apreciação do USD face ao EUR na dívida denominada em USD. As **diferenças de câmbio e derivados**, no valor de -€14M no 1S15 (-€47M vs. 1S14), referem-se sobretudo a resultados com coberturas nos mercados cambiais e energéticos. Os **custos financeiros capitalizados** recuaram €36M, para €47M no 1T15, influenciados por uma menor taxa de juro marginal aplicada nos projectos hídricos em construção e pela consolidação de Jari/Cachoeira-Caldeirão pelo método de equivalência patrimonial, desde Jun-14. Os **outros ganhos e perdas financeiros** (€69M no 1S15) incluem um ganho de €46M com a venda do défice tarifário (vs. €67M no 1S14).

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram -€23M no 1S15, com as principais contribuições de: i) participação de 40% da EDPR no capital da ENEOP Portugal (€7M no 1S15, -€3M face a 1S14 participação de 50% da EDPB no capital de Pecém I (-€25M no 1S15, -€13M face ao 1S14; este projecto é consolidado integralmente desde 15-Mai-15); e participação de 50% da EDPB nos projectos Jari/Cachoeira-Caldeirão (-€7M no 1S15).

O **imposto sobre o rendimento** (€194M no 1S15) traduz-se numa taxa efectiva de de imposto de 18% (vs.23% no 1S14). No 1S15, esta linha inclui €36M por conta do imposto sobre o ganhos registado na compra dos restantes 50% do capital de Pecém I.

Adicionalmente, importa relevar que o ganho na venda de activos de gás em Espanha não contribui para o lucro tributável. Numa outra nota, registou-se uma queda na taxa de imposto sobre as sociedades, tanto em Portugal e Espanha, em 2015: de 31,5% em 2014 para 29,5%, em Portugal; de 30% em 2014 para 28%, em Espanha. Além disso, os resultados do 1S15 registam o impacto total do ano da contribuição extraordinária sobre o sector de energia em Portugal (€61M, em linha com o 1S14, re-expresso para reflectir a IFRIC21).

Os **interesses não controláveis**, no valor de €209M no 1S15, foram impulsionados pela parte dos minoritários (49%) no aumento do resultado líquido da EDP Brasil no 2T15 e pelo ganho de no capital registado na venda dos activos de gás ao nível da participação minoritária de 5% da Naturgas. Em suma, o **resultado líquido atribuível a accionistas da EDP** recuou 7% face ao 1S14, para €587M no 1S15, incluindo: (i) no 1S15, ganhos não recorrentes obtidos na compra a desconto da posição da Eneva em Pecém I (+€132M) e na venda de activos de gás à Redexis (€85M); (ii) no 2S14, o ganho não recorrente proveniente do novo ACT (+€88M) e o ganho de capital obtido na venda de uma posição de 50% em Jari/Cachoeira-Caldeirão (+€50M); (iii) no 1S14 e no 1S15, a contribuição extraordinária do sector energético em Portugal (-€61M). O resultado ajustado destes efeitos ascendeu a €431M no 1S15 (-22% face ao 1S14).

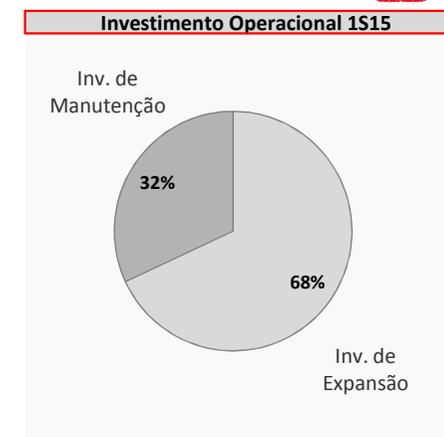
O Grupo EDP adoptou a IFRIC21-Taxas pela primeira vez, no actual relatório, tendo para efeitos de comparação re-expresso os dados históricos. De acordo com a IFRIC21, as taxas cobradas por Entidades Públicas são reconhecidas no momento do evento que gera a obrigação. Ainda que sem impacto no resultado anual, a sua aplicação tem impacto nos resultados intra-anuais. O seu impacto ascendeu a -€43M no 1S14 e a €-45M no 1S15.

Investimento Operacional e Financeiro



Invest. Operacional (€ M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Prod. contratada (P. Ibérica)	10	10	1%	+0
Liberalizado (P. Ibérica)	189	295	-36%	-106
Redes reguladas (P. Ibérica)	147	158	-7%	-12
Eólico & Solar	322	113	184%	+208
Brasil	45	54	-16%	-9
Outros	29	28	1%	+0
Grupo EDP	741	659	12%	+82
Expansão	505	399	26%	+106
Manutenção	237	260	-9%	-23

	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	4T15
	3	7	10	16	4	7		
	124	171	115	148	93	96		
	70	89	87	136	69	78		
	44	69	165	432	163	159		
	26	28	39	26	21	24		
	11	17	15	24	14	15		
	278	381	431	782	362	379		
	166	233	278	572	260	244		
	112	148	153	210	102	134		



Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 1S15	Invest. Acumulado (1)
Hídricas Portugal	1.368	137	1.493
Eólico e Solar (2)	556	167	544
Total	1.925	304	2.037

Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	141	12	-	+130
Brasil - Produção	134	-	-	+134
Other	7	12	-	-4
Desinvestimentos	662	162	-	+499
Activos de gás (Espanha)	241	-	-	+241
EDP Brasil (Jari & C. Caldeirão)	-	134	-	-134
Activos eólicos	418	28	-	+389
Outros	3	0	-	+3
Total	(520)	(150)	-	-370

Investimento Líquido (€m)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Investimento operacional	741	659	12%	+82
Investimentos financeiros	141	12	-	+130
Rotação de activos na EDPR	(339)	(38)	-	-301
Total	544	633	-14%	-89

O **investimento operacional consolidado** ascendeu a €741M no 1S15, em grande parte dedicado a projectos de expansão (68% do total), nomeadamente em nova capacidade hídrica e eólica. O investimento de manutenção caiu 9% (-€23M), para €237M no 1S15, concentrado nas actividades de redes reguladas na Pen. Ibérica e no Brasil.

O investimento em **capacidade hídrica em construção em Portugal** totalizou €137M, incluindo os projectos de construção do escalão a jusante da central hídrica de Baixo Sabor (30MW) e da central hídrica de Ribeiradio/Ermida (81MW) que entraram em operação no 1S15. A EDP tem ainda 4 centrais hídricas em construção: (i) Venda Nova III (756MW), com arranque previsto no início de 2016; e o complexo a montante de Baixo Sabor (142MW), cujo arranque está dependente de condições hidrológicas; (ii) Salomonde II (207MW), com início de operações esperado para o 2S15; e (iii) Foz-Tua (263MW) com arranque previsto no 2S16. O **investimento em nova capacidade eólica e solar** (EDPR) atingiu €322M no 1S15 (dos quais €40M reflexo de apreciação cambial do USD face ao Euro), essencialmente alocado a 556MW de capacidade em construção (54% nos EUA, 22% no Brasil, 25% na Europa), capacidade recentemente instalada e beneficiação **de capacidade já em operação**. No Brasil, o investimento ascendeu a €45M no 1S15, maioritariamente destinado à nossa actividade de distribuição.

No geral, e excluindo os novos projectos hídricos no Brasil, a EDP investiu €2,0MM em 1,9GW de nova capacidade em construção. Note-se que toda nova capacidade em construção no Brasil corresponde a projectos consolidados pelo método de equivalência patrimonial: Cachoeira-Caldeirão (219MW), com início de PPA em Jan-17 e S. Manoel (700MW) com arranque previsto em Mai-18.

Os **desinvestimentos financeiros líquidos** ascenderam a €520M no 1S15. Os **desinvestimentos financeiros** totalizaram €662M no 1S15. Os desinvestimentos incluem: i) €241M decorrentes da venda de activos de gás à Redexis em Espanha (contemplando um encaixe de €51M associado em grande parte à venda do restante perímetro de activos de gás à Redexis no 2T15); ii) €339M relativos à venda por parte da EDPR de uma posição minoritária num portfólio nos EUA com 1.101MW de capacidade instalada à Fiera Axiom e de uma posição minoritária num parque solar nos EUA de 30MW; e (iii) €79M relativos à conclusão da venda pela EDPR de participações minoritárias em parques eólicos no Brasil à CWEI Brasil, uma subsidiária da CTG. Os **investimentos financeiros** ascenderam a €141M no 1S15, estando essencialmente associados à aquisição da participação de 50% da Eneva na central a carvão de Pecém I (€91M) e contributos de capital da EDPB para os projectos hídricos de Cachoeira-Caldeirão e S. Manoel (€43M).

Em suma, o investimento líquido no 1S15 totalizou €544M (vs. €633M no 1S14), incluindo investimento operacional de €741M, investimentos financeiros de €141M e um encaixe de €339M proveniente de transacções de rotação de activos ao nível da EDPR.

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

FFO & Cash Flow



Fundos Gerados pelas Operações (€ M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.131	2.002	6%	+129
Imposto corrente	(182)	(244)	26%	+62
Juros financeiros líquidos	(454)	(434)	-5%	-20
Resultados de associadas e dividendos	(14)	12	-	-26
Itens não monetários	(76)	(188)	59%	+112
Fundos Gerados pelas Operações (FFO)	1.405	1.148	22%	+256

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	2.131	2.002	6%	+129
Imposto corrente	(182)	(244)	26%	+62
Investimento em fundo de manei	(31)	309	-	-340
Recebimentos futuros da actividade regulada	157	424	-63%	-267
Itens não monetários	(76)	(188)	59%	+112
Outros	(112)	73	-	-185
Fluxo das Actividades Operacionais	1.918	2.067	-7%	-149
Investimento operacional	(741)	(659)	-12%	-82
Expansão	(505)	(399)	-26%	-106
Manutenção	(237)	(260)	9%	+23
Var. de fundo de manei de fornec. de imobilizado	(380)	(185)	-106%	-195
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	520	150	246%	+370
Juros financeiros líquidos pagos	(446)	(401)	-11%	-45
Dividendos recebidos	24	27	-13%	-4
Dividendos pagos	(740)	(716)	-3%	-24
Accionistas	(672)	(672)	(0)	(0)
Outros	(68)	(43)	(1)	(24)
Receb./ (pagamentos) parceiros institucionais EUA	37	(27)	-	+64
Variações cambiais	(266)	(93)	-185%	-173
Outras variações não operacionais	(584)	45	-	-628
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(658)	209	-	-867

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	7.453	7.635	-2%	-182
Receb. por venda dos ajustamentos tarifários	699	1.113	-37%	-414
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(5.963)	(6.134)	3%	+171
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(287)	(433)	34%	+146
Fluxo gerado pelas operações	1.902	2.181	-13%	-279
Receb./ (pagamentos) de imposto s/ o rendimento	16	(114)	-	+130
Fluxo das Actividades Operacionais	1.918	2.067	-7%	-149
Fluxo das Actividades de Investimento	(969)	(646)	-50%	-323
Fluxo das Actividades de Financiamento	(2.173)	(2.004)	-8%	-169
Varição de caixa e seus equivalentes	(1.224)	(583)	-110%	-641
Efeito das diferenças de câmbio	(20)	48	-	-68

O FFO totalizou €1.405M, reflectindo: i) um crescimento de €129M no EBITDA (ver detalhe na página 3); ii) uma redução de €62M no imposto corrente, explicada pela mais-valia na venda dos activos de gás à Redexis em Espanha não contribuir para o lucro tributável e por uma queda na taxa de imposto sobre as sociedades na Península; e iii) um aumento de €20M dos juros financeiros líquidos, reflectindo um aumento do custo médio da dívida (4,7% no 1S15) e uma apreciação de 23% do dólar face ao Euro no período. É de salientar que a rubrica de 'outros ajustamentos' inclui no 1S14 um impacto negativo de €129M relacionado com o novo Acordo Colectivo de Trabalho estabelecido em Portugal, totalmente compensado ao nível do EBITDA.

O fluxo das actividades operacionais diminuiu €149M no período para €1,918M no 1S15. Os recebimentos futuros da actividade regulada caíram €157M vs. Dez-14, incluindo: i) um encaixe líquido de €214M proveniente das nossas actividades reguladas em Portugal, incluindo -€651M relativos à operação de securitização realizada no 1S15; ii) um aumento de €42M das nossas actividades em Espanha, reflectindo +€44M relativos à parcela da EDP Espanha no défice tarifário do sector do gás; e iii) +€15M de activos regulados a receber no futuro provenientes das nossas actividades de distribuição no Brasil. Os outros investimentos em fundo de manei, totalizaram -€112M no 1S15, incluindo um ganho de +€295M decorrente da compra a desconto à Eneva de 50% de Pecém I a desconto e de +€89M obtido na venda de activos de gás à Redexis, tendo estes impactos sido parcialmente mitigados pelos seguintes efeitos positivos: i) uma redução dos inventários de carvão; ii) um ganho de €46M relativo às operações de securitização do défice tarifário; e iii) um aumento do montante de liquidações pendentes das empresas de distribuição ao sistema em Espanha e no Brasil. Recorde-se que os outros investimentos em fundo de manei no 1S14 foram impactados negativamente por um ganho não-recorrente de €129M com a venda de 50% dos projectos hídricos de Jari/Cachoeira Caldeirão (Brasil) à CWEI (CTG).

O investimento operacional de expansão totalizou €505M no 1S15, traduzindo a construção de nova capacidade hídrica e eólica. De notar que a variação de fundo de manei de fornecedores de imobilizado está maioritariamente relacionada com as actividades de construção e desenvolvimento de projectos de energia renovável na EDPR.

Os desinvestimentos (líquidos) ascenderam a €520M no 1S15, reflectindo essencialmente a venda de activos de distribuição de gás à Redexis em Espanha (€241M) e as operações de venda por parte da EDPR no âmbito da estratégia de rotação de activos (€339M) e da parceria estratégica com a CTG (€79M). Os investimentos financeiros no 1S15 incluem a compra à Eneva de 50% da central a carvão de Pecém I (€91M).

No dia 14 de Maio de 2015, a EDP procedeu ao pagamento do dividendo anual no montante de €672M (ou €0.185/acção, estável em relação ao ano anterior). De notar que o montante de €740M de dividendos pagos no 1S15 inclui também o montante pago ao interesses não controláveis, essencialmente ao nível da EDP Renováveis.

As "outras variações não operacionais" reflectem a consolidação integral de Pecém I na sequência da aquisição à Eneva de 50% de Pecém I, cujo impacto na dívida líquida correspondeu a €0,6MM.

O impacto negativo de €266M na dívida líquida relativo a variações cambiais reflecte essencialmente a apreciação do Dólar americano (+9%) face ao Euro entre Dez-14 e Jun-15. Em conclusão, a dívida líquida aumentou €658M vs. Dez-14 para €17,7MM a Jun-15.

Em perspectiva, importa referir que no âmbito da parceria estratégica com a CTG, o grupo EDP acordou a execução do Memorandum de Entendimento relativo à venda de 49% da participação de 40% detida pela EDPR nos activos da ENEOP, com conclusão esperada para 2015.

(1) O Cash Flow pelo Método Indirecto não está reexpresso para reflectir a adopção das IFRIC21

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Jun. vs. Dez.		
	Jun-15	Dez-14	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	22.101	20.523	1.578
Activos intangíveis	5.638	5.813	-175
Goodwill	3.375	3.321	54
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	1.012	1.272	-261
Impostos, correntes e diferidos	586	590	-4
Inventários	231	266	-36
Clientes, líquido	2.009	2.120	-110
Outros activos, líquido	5.720	5.923	-204
Depósitos colaterais	279	429	-150
Caixa e equivalentes de caixa	1.370	2.614	-1.244
Total do Activo	42.321	42.873	-552

Capital Próprio (€ M)	Jun-15	Dez-14	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.630	8.681	-52
Interesses não controláveis	3.706	3.288	418
Total do Capital Próprio	12.336	11.969	367

Passivo (€ M)	Jun-15	Dez-14	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	19.526	20.298	-772
<i>Médio e longo prazo</i>	16.374	16.401	-27
<i>Curto prazo</i>	3.153	3.897	-745
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.765	1.880	-116
Passivo com invest. institucionais (eólico EUA)	1.175	1.067	108
Provisões	486	486	1
Impostos, correntes e diferidos	1.420	1.221	200
Proveitos diferidos de invest. institucionais	774	735	39
Outros passivos, líquido	4.839	5.217	-379
Total do Passivo	29.985	30.904	-919

Total do Capital Próprio e Passivo	42.321	42.873	-552
---	---------------	---------------	-------------

Benefícios aos Empregados (€M) (1)	Jun-15	Dez-14	Δ Abs.
Pensões (2)	824	930	-107
Actos médicos e outros	941	950	-9
Benefícios aos Empregados	1.765	1.880	-116

Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Jun-15	Dez-14	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	1.902	2.203	-301
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	199	112	87
Espanha	44	2	42
Brasil	201	187	15
Receb. Futuros da Actividade Regulada	2.347	2.504	-157

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** aumentou €1,4MM vs. Dez-14, para €27,7MM a Jun-15, reflectindo essencialmente: i) +€1,2MM de impacto da consolidação integral de Pecém; ii) +€0,7MM de investimento operacional; iii) -€0,7MM de amortizações; iv) +€0,3MM devidos à variação de +9% do USD face ao EUR entre Dez-14 e Jun-15. A Jun-15, existiam €3,5MM de imobilizado em curso (13% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis), relacionados com investimentos já realizados em redes reguladas, em centrais eléctricas, no desenvolvimento de parques eólicos, em equipamentos ou em direitos de concessão que ainda não estão em operação.

Os **investimentos financeiros e activos detidos para venda** caíram €0,3MM vs. Dez-14, para €1,0MM a Jun-15, reflectindo: a conclusão, em Jan-15, da venda dos activos de gás em Espanha; em Mai-15, a consolidação integral de Pecém I; e a valorização a preço de mercado de algumas das nossas participações financeiras. De notar que os investimentos financeiros incluem as nossas participações financeiras em Jari (50%), Cachoeira Caldeirão (50%), EDP Ásia (50%), empresa detentora de 2,1% na CEM, ENEOP (40%), REN (3,5%) e BCP (2,0%).

Os **impostos activos (líquidos de passivos), correntes e diferidos**, diminuíram €0,2MM vs. Dez-14, reflexo do imposto corrente do período, bem como pela esperada contribuição extraordinária cobrada ao sector energético em Portugal. O montante em **clientes e outros activos (líquidos)** diminuiu €0,3MM vs. Dez-14 para €7,7MM a Jun-15, traduzindo sobretudo uma redução do valor bruto de recebimentos futuros da actividade regulada em Portugal, reflexo das operações de securitização realizadas no 1S15, cujo impacto foi parcialmente compensado pelos montantes gerados no período.

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** caiu €0,2MM vs. Dez-14, para €2,3MM a Jun-15, reflexo: i) de uma redução de €214M do montante originado em Portugal; ii) de um aumento de €42M do montante proveniente de Espanha; e iii) de uma diminuição de €15M do montante procedente do Brasil.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** caíram €0,1MM para €8,6MM a Jun-15, reflectindo essencialmente o pagamento de dividendos de €672M, parcialmente mitigado pelo resultado líquido gerado no período.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** (bruto, antes de impostos diferidos) caiu €116M vs. Dez-14 para €1,765M a Jun-15, reflectindo o pagamento recorrente de pensões e despesas com actos médicos no 1S15. O **passivo relativo a parcerias institucionais**, relacionado com as nossas operações eólicas nos EUA, aumentou €108M vs. Dez-14, para €1,175M a Jun-15, reflectindo a apreciação do USD e o pagamento de benefícios fiscais a parceiros institucionais.

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

Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)	Jun-15	Dez-14	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	16.342	17.676	-8%	-1.334
EDP Produção & Outros	119	178	-33%	-59
EDP Renováveis	759	928	-18%	-169
EDP Brasil	1.819	988	84%	831
Dívida Financeira Nominal	19.039	19.769	-4%	-730

Juros da dívida a liquidar	317	371	-15%	-54
"Fair Value"(cobertura dívida)	170	157	8%	12
Derivados associados com dívida (2)	(166)	(202)	18%	36
Depósitos colaterais associados com dívida	(279)	(429)	35%	150

Dívida Financeira	19.081	19.667	-3%	-586
--------------------------	---------------	---------------	------------	-------------

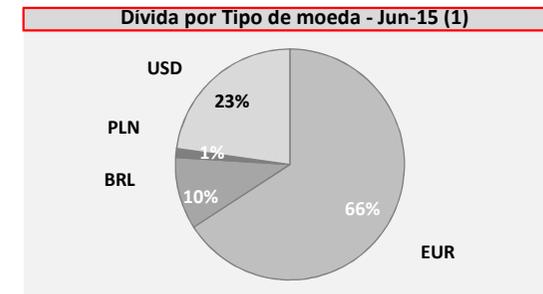
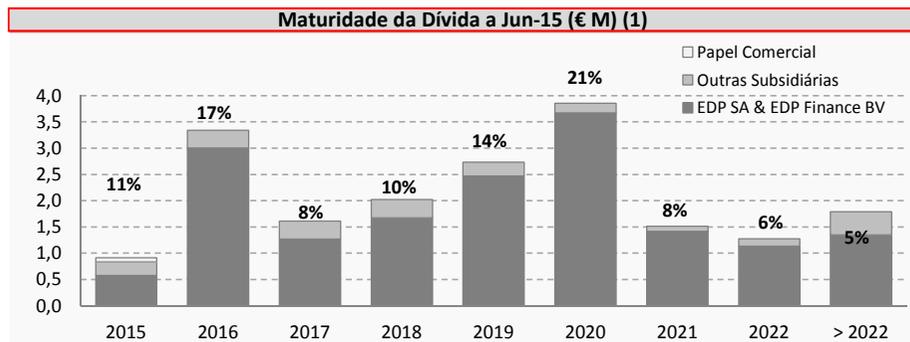
Caixa e Equivalentes	1.370	2.614	-48%	-1.244
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	496	1.989	-75%	-1.493
EDP Renováveis	403	369	9%	35
EDP Brasil	471	257	84%	214
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	11	11	5%	1

Dívida líquida do Grupo EDP	17.700	17.042	4%	658
------------------------------------	---------------	---------------	-----------	------------

Linhas de Crédito em Jun-15 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	3.150	21	3.150	Jun-19
Linha Crédito "Revolving"	100	1	100	Dez-16
Linha Crédito "Revolving"	500	16	100	Dez-16
Linhas Crédito Domésticas	200	9	189	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	100	Out-16
Total Credit Lines	4.050		3.639	

Ratings da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BB+/Positive/B	Baa3/Stable/P3	BBB-/Stab/F3
Último Relatório de Rating	30-01-2015	13-02-2015	19-01-2015

Rácios de Dívida	Jun-15 (3)	Dez-14
Dívida Líquida / EBITDA	4,7x	4,7x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	4,1x	4,0x



A **dívida financeira** da EDP é emitida essencialmente ao nível da 'holding' (EDP S.A. e EDP Finance B.V.), através dos mercados de dívida e de empréstimos bancários. A manutenção do acesso a fontes diversificadas de financiamento e assegurar as necessidades de refinanciamento com 12-24 meses de antecedência são princípios que continuam a fazer parte da estratégia de financiamento da empresa. No que se refere à notação de rating da empresa, em jan-15, a Fitch manteve o rating da EDP em "BBB-", mantendo também o outlook em 'estável', e a S&P afirmou o rating da EDP em "BB+" enquanto reviu o outlook de 'estável' para 'positivo', reflectindo a expectativa de que o perfil de risco financeiro da EDP irá melhorar significativamente nos próximos 2 anos. Mais recentemente, em Fev-15, a Moody's subiu a notação de rating da EDP para "Baa3" ('investment grade') com Outlook 'estável'. Esta melhoria do rating da EDP baseou-se no progresso na execução da estratégia de desalavancagem financeira do grupo no contexto de uma melhoria lenta da economia Portuguesa.

No que se refere às **principais operações de reembolso e refinanciamento**, em Jan-15, a EDP pagou antecipadamente os remanescentes USD250M de um empréstimo no total de USD1MM com o Bank of China com vencimento em Out-15 e dos quais USD750M já tinham sido reembolsados antecipadamente em Jul-14. Em Fev-15, a EDP assinou um contrato de financiamento de €2,0MM a 5 anos com um grupo de 16 bancos internacionais que foi usado para pagamento antecipado de um empréstimo de €1,6MM assinado em Jan-13 com maturidade em Jan-17 (50%) e Jan-18 (50%). O novo financiamento paga EURIBOR+1,1% (vs. EURIBOR+4% do empréstimo a substituir) e inclui uma tranche de €500M com o formato Revolving Credit Facility. Em Mar-15, a EDP reembolsou na maturidade um empréstimo obrigacionista de €1MM com um cupão de 3,25%, que tinha sido "swapped" para taxa variável. Em Abr-15, a EDP emitiu, ao abrigo de um programa de obrigações em Euros, €750M com vencimento em Abr-2025 e um cupão de 2%. Em Jun-15, a EDP reembolsou na maturidade um empréstimo obrigacionista de €0,5MM com um cupão de 3,75%. Adicionalmente, durante o 1S15, a EDP pagou antecipadamente empréstimos com o Banco Europeu de Investimento no total de €507M, a maior dos quais vencia em 2016.

Em virtude das operações de refinanciamento acima referidas, a Jun-15, a **maturidade média da dívida** aumentou para 4,6 anos. O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais atingiu 69% enquanto o remanescente da dívida foi angariado essencialmente através de empréstimos bancários. As necessidades de refinanciamento até ao final de 2015 ascendem a €0,6MM, correspondendo em grande parte a empréstimos bancários que vencem ao longo do ano. Em 2016, as necessidades de refinanciamento totalizam €2,8MM, incluindo i) €1,25MM de empréstimos obrigacionistas com vencimento no 1S16; ii) €1.0MM de empréstimos obrigacionistas que vencem no 2S16 e iii) €0,5MM relativos a outros empréstimos que vencem ao longo do ano. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €5,0MM a Jun-15. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento até 2017.

(1) Valor Nominal; (2) Derivados relacionados com net investment e fair-value de cobertura de dívida; (3) Com base num EBITDA dos últimos 12 meses de €3,787M.



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1S15	1S14	Δ%	1S15	1S14	Δ%	1S15	1S14	Δ%
Hidroeléctrica	5,5	9,8	-44%	15,9	23,6	-32%	21,4	33,4	-36%
Nuclear	-	-	-	28,4	28,6	-1%	28,4	28,6	-1%
Carvão	6,4	4,1	59%	23,0	14,4	59%	29,4	18,5	59%
CCGT	1,6	0,3	513%	11,1	8,8	25%	12,7	9,1	39%
Fuel/gas/diesel	-	(0,0)	-	-	-	-	-	(0,0)	-
Auto-consumo	-	-	-	(3,2)	(2,7)	17%	(3,2)	(2,7)	17%
(-) Bombagem	(0,7)	(0,5)	34%	(2,5)	(3,3)	-24%	(3,2)	(3,8)	-17%
Regime Convencional	12,9	13,6	-5%	72,7	69,4	5%	85,6	83,0	3%
Eólica	6,0	6,0	-	27,3	28,8	-5%	33,3	34,9	-4%
Outras	4,7	5,9	-19%	25,4	25,4	-0%	30,2	31,3	-4%
Regime Especial	10,8	11,9	-9%	52,7	54,3	-3%	63,5	66,2	-4%
Importação/(exportação)	1,1	(1,1)	-	(1,9)	(2,4)	-21%	(0,9)	(3,5)	-75%
Consumo Referido à Emissão	24,7	24,5	1,2%	123,5	121,2	1,9%	148,2	145,6	1,8%
Corrigido temperatura, dias úteis			0,0%			0,5%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1S15	1S14	Δ%	1S15	1S14	Δ%	1S15	1S14	Δ%
Procura convencional	20,7	20,7	0%	134,8	131,9	2%	155,6	152,5	2%
Procura para produção electricidade	3,5	0,7	401%	26,5	21,2	25%	30,0	21,9	37%
Procura Total	24,2	21,3	13%	161,4	153,1	5%	185,5	174,4	6%

A procura de electricidade na P. Ibérica cresceu 1,8% no 1S15, traduzindo uma recuperação moderada face às quedas dos anos anteriores. Em Espanha (83% do total), o consumo referido à emissão subiu 1,9% no 1S15, ou 0,5% quando ajustado de efeitos temperatura e dias úteis. Em Portugal (17% do total), a procura foi 1,2% superior ao 1S14 (ainda que inalterada quando ajustada de temperatura e dias úteis).

A capacidade instalada na P. Ibérica manteve-se quase estável no 1S15 (+0,4GW). Em Portugal, a adição de nova capacidade hídrica e eólica foi compensada pelo encerramento de centrais de cogeração. O escalão de jusante da central hídrica do Baixo Sabor (+30MW) e a central de Ribeiradio/Ermiada (+81MW) iniciaram operações 2015. Em Espanha, as adições de nova capacidade em regime especial foi parcialmente compensada pelo encerramento de capacidade CCGT.

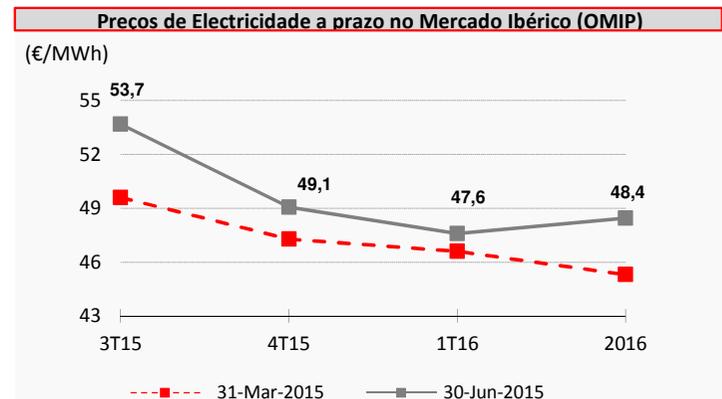
A procura residual térmica no 1S15 cresceu 53% face ao 1S14 (+15TWh), traduzindo-se num acréscimo da produção a carvão em 59% (+11TWh) e numa subida em 39% da produção em CCGT (+4TWh). O aumento da procura residual térmica decorreu de uma redução da produção hídrica em 36% (líquido de bombagem, -11TWh face ao 1S14) e eólica (-2TWh); e, em menor escala, de um aumento da procura (+2,5TWh). A menor produção hídrica e eólica resultou de recursos fracos vs. 1S14: os factores hídricos em Portugal e Espanha caíram mais de 40% face ao 1S14, ficando 25% e 30% abaixo da média LP, respectivamente; o factor de eolicidade em Portugal recuou 15% face ao 1S14, para 1.06 no 1S15 (6% acima da média LP). A produção nuclear no 1S15 manteve-se estável face ao 1S14 e as exposições líquidas recuaram 75%. De modo geral, o cenário de maior procura e recursos hídricos e eólicos mais fracos foi colmatado com maior geração térmica, traduzindo-se num factor médio de utilização mais alto, tanto no carvão (+12pp, para 48% no 1S15) e nas CCGT (+3pp, para 10% no 1S15).

O preço médio à vista em Espanha subiu 43% no 1S15 face ao 1S14, para €47,1/MWh (+5% no 2T15 vs. 1T15), ficando marginalmente abaixo do preço em Portugal. O preço médio de CO₂ subiu 31% face ao 1S14, para €7,3/ton no 1S15. O preço médio final de electricidade em Espanha fixou-se €15/MWh acima do preço à vista (33% acima do 1S14, em €62/MWh), reflexo da modulação e da contribuição de mercado de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

No mercado de gás da P. Ibérica, o consumo aumentou 6% no 1S15, suportado pelo crescimento da procura convencional (+2%), fruto de temperaturas de inverno mais duras no 1S15 vs. 1S14. O consumo para produção de electricidade cresceu 37% face ao 1S14, reflexo do acréscimo das horas de funcionamento das CCGTs.

Fontes: EDP, REN, REE, Enagas, OMEL, OMIP; (1) Média no período; (2) Preço final inclui preço à vista e custos de sistema (garantia de potência, serviços de sistema).

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1S15	1S14	Δ%
Hídrica	22,2	22,1	1%
Nuclear	7,0	7,0	-
Carvão	11,7	11,7	0%
CCGT	28,6	28,8	-1%
Fuel/gas/diesel	0,8	0,8	0%
Regime Convencional	70,3	70,4	0%
Eólica	27,8	27,6	1%
PRE's (outras)	20,0	19,8	1%
Regime Especial	47,9	47,4	1%
Total	118,2	117,8	0%



Factores Chave	1S15	1S14	Δ%
Coef. hidráulica (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,75	1,37	-45%
Espanha	0,70	1,20	-42%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,06	1,24	-15%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	47,2	32,4	46%
Espanha	47,1	33,1	43%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	61,8	46,4	33%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton (1)	7,2	5,6	28%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	59,8	76,6	-22%
Gás NBP, €/MWh (1)	21,5	21,8	-1%
Brent, USD/Barril (1)	57,9	108,9	-47%
EUR/USD (1)	1,12	1,37	-19%

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



DR Operacional (€ M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	522	464	13%	+58
Receitas no mercado (i)	423	362	17%	+60
Desvio anual (ii)	104	99	5%	+5
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	(4)	3	-	-7
Custos Directos: CAE/CMEC	162	106	53%	+56
Carvão	107	79	36%	+28
Fuel	1	2	-65%	-1
CO2 e outros custos (líquidos)	54	26	111%	+29
Margem Bruta CAE/CMEC	360	358	1%	+2
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	7	6	17%	+1
Mini-hídricas	20	35	-44%	-16
Margem Bruta Regime Especial	27	41	-35%	-15
Custos Operacionais Líquidos (1)	65	44	50%	+22
EBITDA	322	356	-9%	-34
Amortizações & provisões líquidas	78	84	-7%	-6
EBIT	244	272	-10%	-27
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	3	1	181%	+2
Empregados (#)	1.138	1.195	-5%	-57

CAE/CMEC: Dados-chave	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,04	1,05	-1%	-0,0
Carvão	1,07	1,05	2%	+0,0
Capacidade Instalada (MW)	4.470	4.470	-	-
Hídrica	3.290	3.290	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Output (GWh)	7.791	9.102	-14%	-1.311
Hydro	3.063	5.859	-48%	-2.796
Coal	4.728	3.242	46%	+1.486

Regime Especial: Dados-chave	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	396	626	-37%	-230
Mini-hídricas Portugal	226	405	-44%	-179
Térmica em Portugal	102	120	-15%	-18
Térmica em Espanha	68	101	-33%	-33
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	88	88	1%	+1
Térmica em Portugal (3)	23	23	-0%	-0
Térmica em Espanha	56	44	27%	+12

Investimento Operacional (€M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	9	9	1%	+0
Regime Especial	1	1	-7%	-0
Total	10	10	1%	+0

O EBITDA da produção contratada de L.P. caiu 9% (-€34M), para €322M no 1S15, impactado pela inferior produção em mini-hídricas (-44% face ao 1S14, traduzindo-se numa quebra da margem bruta em €16M, concentrada no 1T15) e por um ganho não recorrente registado no 2T14, no valor de €23M, referente ao novo ACT.

A margem bruta de CAE/CMEC ficou quase estável no 1S15, em €360M, reflexo da depreciação da base de activos num contexto de baixa inflação.

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €104M no 1S15 (dos quais €4M referentes a 2014). O desvio anual referente ao 1S15 (€100M) resultou essencialmente da produção hídrica abaixo da referência CMEC, resultante de recursos hídricos 25% abaixo da média de LP. Este montante será recuperado nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso. O desvio nas centrais hídricas ascendeu a €96M, reflexo de uma produção hídrica 39% abaixo da referência CMEC. O preço médio realizado no 1S15 ficou em linha com a referência do CMEC no 1S15. Por sua vez, a margem bruta em mercado da central a carvão de Sines ficou quase em linha com a referência CMEC (apenas €4M abaixo), na medida em que o impacto da produção 16% acima da referência CMEC foi mitigado por uma margem média unitária 16% abaixo da referência do CMEC.

A margem bruta no regime especial ficou €15M abaixo de 1S14, em €27M no 1S15, resultante da queda de produção nas centrais mini-hídricas (-44%), decorrente de menores recursos hídricos abaixo da média LP, por comparação com um 1S14 especialmente forte. A geração térmica diminuiu, suportada pela venda de capacidade ociosa em Espanha.

Em 2015, a central mini-hídrica Ermida (7MW), adjacente à central Ribeiradio (em Portugal), entrou em operação, fazendo aumentar a capacidade instalada em centrais mini-hídricas para 163MW.

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ subiram 50% (+€22M), para €65M no 1S15, reflexo do ganho de €23M registado no 1S14, por conta do novo ACT, e de um apertado controlo de custos..

As amortizações líquidas e provisões decresceram 7% para €78M no 1S15, reflectindo uma menor base de activos PPA/CMEC e o efeito do registo não recorrente de provisões nas centrais térmicas de regime especial em Espanha em 2014.

O investimento operacional na produção contratada de L.P. manteve-se estável face ao 1S14, em €10M no 1S15.

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 3 componentes:

- Receitas em Mercado, resultante das vendas de electricidade em mercado, incluindo serviços de sistema e garantia de potência;
- 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.
- Acréscimo de proveitos CAE/CMEC, reflectindo as diferenças no período 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 €9M de ganhos realizados em 2014 e €1M de perdas em 2013;

(3) Exclui a Energin, encerrada em Jan-14.

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	433	511	-15%	-77
Produção de electricidade	280	370	-24%	-90
Portugal	133	175	-24%	-41
Espanha	151	198	-24%	-47
Ajustamentos	(5)	(4)	29%	-1
Comercialização de electricidade	120	94	28%	+26
Comercialização de gás	35	51	-33%	-17
Ajustamentos	(1)	(4)	-75%	+3
Custos Operacionais Líquidos (1)	250	199	26%	+51
EBITDA	183	311	-41%	-128
Provisões	(1)	1	-	-2
Amortizações e imparidades	100	124	-19%	-24
EBIT	84	186	-55%	-102

Performance Electricidade	1S15	1S14	Δ%	1S15	1S14	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		
Produção Electricidade	8.727	7.426	18%	28,7	17,7	62%
Compras de Electricidade	17.546	17.796	-1%	56,3	39,8	41%
Fontes de Electricidade	26.273	25.222	4%	48,0	33,9	42%
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (3)		
Perdas na Rede	613	557	10%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - retalho	16.980	17.279	-2%	64,4	59,4	8%
Mercado Grossista	8.681	7.385	18%	59,5	51,2	16%
Destinos de Electricidade	26.273	25.222	4%	61,2	55,7	10%

Margem Bruta Electricidade (€ M)	1S15	1S14	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	13,2	21,9	-40%	-8,7
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (4)	0,2	(3,4)	-	+3,6
Margem Unitária (€/MWh)	13,3	18,4	-28%	-5,1
Volume Total (TWh)	26,3	25,2	4%	+1,1
Fontes & Destinos Electricidade Outros (5)	351	465	-25%	-114
	49	(2)	-	+51
Total	400	463	-14%	-63

Destinos de Gás (TWh)	1S15	1S14	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	2,7	1,7	58%	+1,0
Vendido no mercado grossista de gás	8,5	10,6	-20%	-2,1
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre	7,3	8,4	-13%	-1,1
Total	18,4	20,6	-11%	-2,2

O EBITDA das actividades liberalizadas caiu €128M, em termos homólogos, para €183M no 1S15, em função de: (i) menor contributo da produção hídrica (peso de 35% no mix de geração no 1S15 vs. 58% no 1S14); (ii) menores resultados decorrentes de menos oportunidades de gestão da volatilidade nos mercados energéticos, e (iii) -€17m na margem bruta de gás, face ao 1S14, resultante de menos oportunidades grossistas de comercialização de gás. A maior geração térmica e o acréscimo na margem bruta no negócio de comercialização de electricidade mitigaram parcialmente os efeitos anteriores.

A margem bruta no negócio de electricidade caiu 14% no 1S15 para €400M (-6% no 2T15), na medida em que a queda da margem média unitária (de €18,4/MWh no 1S14 para €13,3/MWh no 1S15) foi apenas parcialmente compensada por uma subida do volume vendido (+4% vs. 1S14) e por um aumento de outros proveitos: +€51M face ao 1S14, num total de €49M no 1S15, impulsionado por um acréscimo de proveitos com garantia de potência e por um impacto menos adverso (face ao 1S14) de ajustamentos ao custo da energia fornecida em anos anteriores na comercialização. Os proveitos de garantia de potência foram reintroduzidos em Portugal (€10M no 1S15, dos quais €3M referentes a 2014), enquanto em Espanha se mantiveram estáveis – ainda que num montante unitário superior. A produção hídrica caiu 29% face ao 1S14, penalizada por recursos hídricos 25% abaixo da média LP no 1S15 (vs. recursos 37% acima da média no 1S14). A menor contribuição hídrica justificou uma subida de 62% no custo de produção. Os custos operacionais líq. subiram 26% (+€51M), reflectindo: no 1S15, um aumento dos impostos sobre a geração decorrente do acréscimo de produção (+€17M vs. 1S14); No 1S14, o impacto positivo do novo ACT assinado no 2T14 e a implementação de impostos ambientais nucleares, pagos em anos anteriores (Espanha).

Margem Unitária ⁽²⁾⁽³⁾: A margem média alcançada recuou €8,7/MWh vs. 1S14, para €13,2/MWh, reflectindo um mix de abastecimento de electricidade mais caro. O custo médio da electricidade vendida subiu 42% face ao 1S14, traduzindo um custo médio de produção mais alto (fruto de menor produção hídrica) e um custo médio de electricidade comprada mais alto (+41% vs. 1H14), em linha com o preço médio da pool mais alto. O preço médio da electricidade vendida subiu 10% no 1S15, já que: (i) o preço médio de venda a clientes finais cresceu 8%, reflexo de uma alteração no mix; e (ii) o preço médio de venda em mercado grossista subiu 16% (reflexo da subida do preço pool, parcialmente mitigado por menores proveitos obtidos em mercados complementares). De notar que o Despacho 4694/2014, visando reduzir potenciais distorções no mercado de serviços de sistema em Portugal, se focou nas receitas do mercado de energia de tele-regulação, ditando que o preço da banda oferecida seja no máximo igual ao preço em Espanha.

Volumes: O volume vendido cresceu 4% para 26TWh no 1S15, reflexo do acréscimo de electricidade vendida no mercado grossista (+18%). A nossa produção satisfaz 51% do total das vendas a clientes finais.

O nosso abastecimento de gás no 1S15 baseou-se num portfólio anual de 3,6bcm afecto a contratos de longo prazo, cuja flexibilidade tem sido melhorada através de diversas renegociações de contratos (incluindo redução de limites take-or-pay). Neste contexto, e face maior escassez de oportunidades no mercado grossista, o volume de gás fornecido caiu 11% para 18TWh (1,6bcm) no 1S15, na medida em que as vendas em mercado grossista caíram 20% (face ao 1S14), enquanto que as vendas a clientes finais caíram 13%. Por outro lado, o aumento no consumo de gás nas nossas centrais de ciclo combinado mitigou parcialmente estes efeitos.

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 maximizou vendas de gás entre os mercados grossista e retalhista, tendo já assegurado margens para 100% do gás comprometido em 2015. De igual forma a EDP fechou posição para 80% da produção a carvão esperada em 2015. A EDP já fechou vendas de electricidade a clientes de 32TWh para 2015 (excluindo volumes com preço indexado à pool), com um preço médio próximo de €55/MWh. Para 2016, a EDP fechou também vendas de electricidade a clientes de 6TWh, com um preço médio inferior a €55/MWh - este volume exclui vendas com preço indexado ao preço da pool e o volume contratado com clientes residenciais (carteira actual com um volume anulizado de 13TWh).

(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) Inclui resultados de cobertura de electricidade; (5) Inclui garantia de potência, serviços prestados e outros.

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1S15	1S14	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	280	370	-24%	-89
Portugal	133	175	-24%	-41
Espanha	151	198	-24%	-47
Ajustamentos	(5)	(4)	29%	-1
Fornecimentos e serviços externos	31	33	-5%	-2
Custos com pessoal	25	17	51,6%	+9
Custos com benefícios sociais	0	-	-	+0
Outros custos operacionais (líq.)	85	55	53%	+29
Custos Operacionais Líquidos (1)	141	105	35%	+36
EBITDA	139	265	-47%	-126
Provisões	(2)	0	-	-2
Amortizações e imparidades	96	121	-21%	-25
EBIT	44	143	-69%	-99
Empregados (#)	586	615	-5%	-29

Dados-chave	1S15	1S14	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	8.747	7.472	17%	+1.275
CCGT	1.086	219	397%	+867
Carvão	4.030	2.383	69%	+1.647
Hidroeléctrica	3.085	4.341	-29%	-1.257
Nuclear	546	529	3%	+17
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	28,7	17,7	62%	+11,0
CCGT	80,8	171,6	-53%	-90,8
Carvão	35,5	36,8	-4%	-1,4
Hidroeléctrica	5,6	0,8	587%	+4,8
Nuclear	4,6	4,6	1%	+0,0
Factores de Utilização (%)				
CCGT	7%	1%	-	5p.p.
Carvão	63%	37%	-	26p.p.
Hidroeléctrica	29%	41%	-	-12p.p.
Nuclear	81%	78%	-	3p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (3)	6,0	3,4	77%	+2,6

Investimento Operacional (€ M)	1S15	1S14	Δ%	Δ Abs.
Expansão	165	274	-40%	-109
Manutenção	18	14	27%	+4
Total	183	289	-37%	-106

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

A **produção** (não ajustada de bombagem) subiu 17% no 1S15, sobretudo devido ao forte aumento na produção térmica resultante de recursos hídricos mais fracos. A descida na produção hídrica (-1,3TWh) foi mais que compensada por maior produção nas centrais a carvão (+1,6TWh) e em CCGT (+0,9TWh). O **custo médio de produção** subiu 62%, em termos homólogos, para €28,7/MWh no 1S15, suportado por uma actividade de bombagem mais intensa e pelo menor peso de produção hídrica (mais barata) no mix de geração: 35% do total da geração no 1S15 vs. 58% no 1S14.

Carvão: A **produção** subiu 69% no 1S15 face ao 1S14, em função da maior procura térmica. O **factor médio de utilização** alcançou os 63% (+26 p.p. face ao 1S14). A produção a partir de carvão doméstico com incentivos em Espanha terminou em 2014. O **custo médio da produção** decresceu 4%, para €35/MWh no 1S15.

CCGTs: A **produção** cresceu 397% no 1S15, devido à maior procura térmica. Apesar da melhoria do **factor médio de utilização** em 5pp face ao 1S14, o factor médio de continuou baixo, em 7% no 1S15 (8% no 2T15). O **custo médio de produção** situou-se em €81/MWh no 1S15, suportado pela baixa diluição dos custos fixos de gás, já que as centrais mantiveram poucas horas de funcionamento.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica recuou 29% no 1S15, devido à fraca hidraulicidade: 25% abaixo da média de longo prazo no 1S15 face vs. 37% prémio face à média no 1S14. O **custo médio de produção hídrica** subiu de €0,8/MWh no 1S14 para €5,6/MWh no 1S15, suportado por uma bombagem mais intensiva, decorrente de menores níveis de reservas hídricas. A actividade de bombagem concentrou-se em Alqueva, com um custo médio correspondente a um desconto de c33% face o preço à vista (vs. 43% no 1S14). A nossa participação de 15,5% na produção **nuclear** da central de Trillo teve um aumento na produção 3%, com um factor médio de utilização implícito de 81% no 1S15 (+3pp vs.1S14), incluindo uma paragem de 4 semanas para reabastecer combustível.

Os **custos operacionais líq.**⁽¹⁾ subiram 35% face ao 1S14, para €141M no 1S15, impulsionados pelo aumento nos impostos sobre a geração em Espanha (+€17 vs. 1S14, dada a maior produção em Espanha, e pela recuperação da eco-taxa nuclear no 1S14 (€12M de receita). A soma da taxa provisória sobre a produção cobrada em Portugal com os impostos sobre a geração suportados em Espanha ascendeu a €65M no 1S15. As **amortizações e imparidades** recuaram €25M para €96M, impactadas por uma imparidade de €27m num activo hídrico Alvito (2T14).

O **investimento operacional** ascendeu a €183M no 1S15, canalizado sobretudo para a construção de novos projectos hídricos em Portugal. A EDP tem actualmente em construção 4 projectos hídricos (1.368MW): Salamonde II, com data esperada de começo de operações em 2S15; Baixo Sabor, cujo arranque está dependente das condições hidrológicas; Venda Nova III, com arranque previsto no início de 2016 (obras quase terminadas mas sem recursos hídricos suficientes); e Foz-Tua no 2S16. O escalão a jusante do projecto do Baixo Sabor entrou em produção no 1T15 (+30MW) e o projecto de Ribeiradio (74MW) entrou em produção em Jun-15.

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

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

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

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Espanha			
	1S15	1S14	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	69	85	-18%	-16
Fornecimentos e serviços externos	29	30	-4%	-1
Custos com pessoal	6	5	3%	+0
Custos com benefícios sociais	0	-	-	+0
Outros custos operacionais (líq.)	17	14	29%	+4
Custos Operacionais Líquidos (1)	52	49	6%	+3
EBITDA	17	36	-53%	-19
Provisões	0	0	2663%	+0
Amortizações e imparidades	1	2	-16%	-0
EBIT	15	34	-56%	-19

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	1S15	1S14	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	84	60	40%	+24
Fornecimentos e serviços externos	40	31	27%	+8
Custos com pessoal	6	6	10%	+1
Custos com benefícios sociais	-	-	-	-
Outros custos operacionais (líq.)	11	8	36%	+3
Custos Operacionais Líquidos (1)	57	45	26%	+12
EBITDA	27	15	82%	+12
Provisões	0	1	-84%	-1
Amortizações e imparidades	3	2	80%	+1
EBIT	25	13	90%	+12

Dados-chave	1S15	1S14	Δ%	Δ Abs.
Comercialização em Espanha				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	7.274	8.681	-16%	-1.407
Quota de Mercado (%)	8%	10%	-	-2p.p.
Clientes (mil)	744	685	9%	+59
Electricidade - Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	261	278	-6%	-17
Clientes (mil)	243	252	-4%	-9
Gás - Mercado livre & Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	13.377	17.001	-21%	-3.625
Quota Mercado (%) (2)	3%	4%	-	-1p.p.
Clientes (mil)	831	820	1%	+11
Comercialização em Portugal				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	8.653	7.555	15%	+1.098
Quota de Mercado (%)	45%	45%	-	0p.p.
Clientes (mil)	3.460	2.509	38%	+951
Gás em Portugal - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	2.394	1.957	22%	437
Quota Mercado (%) (2)	13%	11%	-	2p.p.
Clientes (mil)	452	316	43%	+136
Investimento Operacional (€ M)	6	6	-11%	-1
Empregados (#)	327	319	3%	+8

As nossas actividades de fornecimento de electricidade e gás em Portugal e Espanha estão integradas numa plataforma única 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.

Comercialização de Energia em Espanha

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização em Espanha** caiu 18% vs. 1S14 (-€16m), para €69M no 1S15, suportada por uma queda de €20M na margem bruta na actividade grossista de gás.

O **volume de electricidade** vendido no mercado livre recuou 16% vs. 1S14, para 7,3TWh no 1S15. A estratégia da EDP de enfoque nos segmentos de clientes mais atractivos traduziu-se na expansão portfólio de clientes fornecidos em 9%, com destaque no segmento residencial. A quota de mercado (incluindo apenas volume de retalho) caiu para 2pp, para 8% no 1S15.

O **volume de gás** vendido caiu 21% para 14TWh no 1S15, como resultado da maior escassez de oportunidades de trading no mercado grossista e em linha com a estratégia da EDP de enfoque nos segmentos de clientes mais atractivos. A quota de mercado, reflectindo apenas volumes retalhistas, recuou 1p.p. para 4% no 1S15.

Comercialização de Energia em Portugal

Evolução do Mercado – Em linha com as regras e o calendário definidos para a liberalização do mercado de electricidade em Portugal, a EDP Serviço Universal (fornecedor de último recurso em Portugal) não pode contratar novos clientes (com excepção dos abrangidos pela tarifa social ou que vivam em áreas em que os comercializadores não operem). Os consumidores ainda abrangidos pela tarifa regulada mudarão gradualmente para o mercado livre. Durante o período transitório, o regulador poderá aplicar agravamentos trimestrais à tarifa transitória por forma a promover a passagem para o mercado livre. Neste contexto, o ritmo de passagem de clientes para o mercado livre foi muito forte em 2014 e no 1S15: a Jun-15 o número de clientes no mercado livre tinha subido para 4,1 milhões, correspondendo a 88% do consumo total.

A **margem bruta da EDP na actividade de comercialização em Portugal** subiu 40% (+€24M vs. 1T14), para €84M no 1S15, impulsionada por um volume comercializado mais elevado (+15% vs. 1S14) e por menores ajustamentos ao custo de energia relacionado com o fornecimento em anos anteriores, derivados de uma maior precisão alcançada em 2014 na definição de inputs determinantes do custo real de energia.

Os **custos operacionais líquidos** subiram €12M no 1S15, para €57M, no seguimento do processo de liberalização e do aumento da base de clientes (custos com serviço a clientes, como sejam call centers, facturação, provisionamento).

O **volume de electricidade** fornecido a clientes EDP no mercado livre em Portugal cresceu 15% no 1S15, para 8,7TWh, suportado pela forte expansão da base de clientes (+38%). A quota de mercado no mercado livre manteve-se estável no 1S15, em 45%, em linha com a estratégia de enfoque nos clientes residenciais e PME's mais atractivos.

O **volume de gás** comercializado a clientes EDP em Portugal subiu 22% para 2,4TWh no 1S15, suportado pela expansão no segmento residencial livre, no âmbito do processo de liberalização. O forte ritmo de liberalização na comercialização de gás, conjugado com o sucesso da nossa oferta dual (electricidade + gás) junto de clientes residenciais, conduziu a uma subida no número de clientes para 452 mil em Jun-15 (mais 136 mil clientes face a Jun-14).

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

(2) Quota de mercado no mercado retalhista (exclui vendas grossistas). Para Portugal, quota de mercado publicada pela ERSE para Mar-15 e Jun-15.

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	688	627	10%	+61
Forn. e serviços externos	133	120	10%	+12
Custos com Pessoal	39	34	15%	+5
Outros custos operac. (líq.)	(31)	(22)	43%	-9
Custos Operacionais Líq. (1)	141	133	6%	+8
EBITDA	548	495	11%	+53
Provisões	(0)	-	-	-0
Amortizações e imparidades	255	222	15%	+33
EBIT	292	272	7%	+20
Resultados financeiros	(149)	(117)	27%	-31
Resultados em associadas	6	11	-46%	-5
Resultados Antes de Impostos	149	166	-10%	-17

Opex Performance	1H15	1H14	Δ %	Δ Abs.
Opex/MW Médio (€mil) (2)	29,9	26,7	12%	+3
Empregados (#)	973	894	9%	+79

Dados Gerais	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Capacid. Instalada (MW)	8.254	7.762	6%	+492
Europa	4.237	4.173	2%	+64
América do Norte	3.934	3.506	12%	+428
Brasil	84	84	0%	-
Electric. Produzida (GWh)	10.842	10.965	-1%	-123
Factor méd. utilização (%)	31%	34%	-	-3 p.p.
Preço méd. venda (€/MWh)	64	58	11%	+7
EBITDA (€ M)	548	495	11%	+53
Europa(3)	309	302	2%	+7
América do Norte	243	194	25%	+49
Brasil	5	7	-27%	-2
Outros & Ajustam.	(9)	(9)	9%	-1
EBIT (€ M)	292	272	7%	+20
Europa	188	182	3%	+6
América do Norte	113	97	17%	+16
Brasil	2	4	-42%	-2
Outros & Ajustam.	(11)	(10)	5%	-1
Investim. Operac. (€ M)	322	113	184%	+208
Europa(3)	41	38	8%	+3
América do Norte	247	71	250%	+177
Brasil	33	4	-	+29
Outros & Ajustam.	-	0	-	-

Dados da Accção	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	6,35	5,44	17%	0,9
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-

Dados Dem. Posição Financeira (€M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Empréstimos bancários e outros (Líq.)	298	526	-43%	-228
Dívida c/ empresas EDP (Líq.)	3.175	2.838	12%	+337
Dívida Líquida	3.472	3.364	3%	+109
Interesses não controláveis	909	437	108%	+472
Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (4)	1.175	803	46%	+371
Valor Contabilístico	5.870	5.727	2%	+143
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,12	1,37	22%	-0,25

Resultados Financeiros (€ M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(98)	(99)	1%	+1
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(38)	(29)	-32%	-9
Custos capitalizados	10	13	-22%	-3
Diferenças Cambiais e Derivados	(2)	1	-	-3
Outros	(21)	(4)	-	-17
Resultados Financeiros	(149)	(117)	-27%	-31

A EDP Renováveis (EDPR) detém, opera e desenvolve a capacidade eólica e solar do Grupo EDP. A Jun-15, a EDPR operava 9.1GW, 886MW dos quais consolidados por equivalência patrimonial. O EBITDA da EDPR deriva maioritariamente de capacidade com CAEs contratados ou tarifas garantidas (90% da capacidade instalada); diversificação geográfica: 44% na América do Norte, 24% em Espanha, 13% em Portugal e o resto na França, Polónia, Roménia, Bélgica, Itália e Brasil.

O EBITDA da EDPR cresceu 11% no período (+€53M), para €548M no 1S15, impulsionado pelas operações na América do Norte (+€49M vs. 1S14), traduzindo a apreciação em 23% do USD face ao EUR e a subida do preço médio de venda, impulsionado pelo aumento da produção com CAEs/Coberturas e pelo aumento do preço realizado no mercado grossista. O EBITDA na Europa aumentou 2% (ou +€7M) para €309M no 1S15, traduzindo: i) uma melhoria do EBITDA em Espanha (+€13M, suportados pela recuperação do preço médio realizado em mercado, incluindo coberturas) e nos mercados Europeus fora da Península Ibérica (+€14M, reflexo dos aumentos de capacidade e de um aumento do factor médio de utilização); e ii) uma redução do EBITDA em Portugal (-€14M, penalizado por recursos eólicos excepcionais no 1S14 e pela baixa inflação). O impacto cambial ascendeu a +€45M, resultante da apreciação do USD face ao EUR.

A **produção** totalizou 10,8TWh no 1S15, vs. 11,0TWh no 1S14 (-1% no período). A redução do factor médio de utilização (-3p.p. para 31% no 1S15), decorrente de recursos eólicos excepcionais no 1S14, mais do que compensou o acréscimo de capacidade média em operação no 1S15 (+7%). O preço médio de venda subiu 11% face ao 1S14, para €64/MWh no 1S15, impulsionado por um USD mais forte face ao EUR; por um preço de mercado superior nos EUA; e por um acréscimo do preço realizado em mercado, em Espanha.

Os **custos operacionais (fornecimentos e serviços externos + custos com pessoal)** subiram 11% face ao 1S14 (+€17M), reflectindo o impacto cambial (+€15M), a expansão do portfólio e um rigoroso controlo de custos.

Os outros custos operacionais (líquidos) incluem o imposto de 7% sobre a produção de electricidade em Espanha (€14M no 1S15), tendo estes aumentado 8% face ao 1S14, devido ao aumento dos preços em mercado. O **EBIT** aumentou 7%, para €292M no 1S15. As amortizações e imparidades traduzem o impacto cambial (+€24M face ao 1S14) e, em menor escala, a expansão do portfólio.

O **investimento operacional** totalizou €322M no 1S15: 77% do total foi alocado à América do Norte, o principal motor de crescimento em 2015E-17E; 13% foram alocados à Europa e 10% ao Brasil.

A **dívida líquida da EDPR a Jun-15 ascendeu a €3,5MM (vs. €3,3MM a Dez-14)**, reflexo da apreciação do USD em 9% face ao EUR (43% da dívida denominada em USD), o que se traduziu num aumento da dívida em +€190M. Adicionalmente, a evolução da Dívida líquida reflecte o investimento no período e o encaixe proveniente de parcerias institucionais (€144M no 1S15). Os **passivos relativos a parcerias institucionais** ascenderam a €1.175M a Jun-15, traduzindo a apreciação cambial ocorrida no período, o pagamento aos parceiros dos benefícios fiscais gerados pelos projectos e o estabelecimento de novas parcerias institucionais no período. Os **interesses não controláveis**, no valor de €909M, reflectem as participações minoritárias em activos na América do Norte (c65% do total), na Europa (c26%) e no Brasil (c5%).

Os **custos financeiros líquidos** subiram 27% no período, para €149M no 1S15. Os juros líquidos pagos diminuíram 1%, reflexo de um menor custo médio da dívida (4,6% no 1S15 vs. 5,2% no 1S14), espelhando a renegociação de parte da dívida de longo prazo com a EDP. Os custos com parcerias institucionais aumentaram €9M face ao 1S14, reflexo do impacto cambial e de novas parcerias institucionais, enquanto os custos capitalizados diminuíram €3M. Os outros custos operacionais ascenderam a €21M, incluindo custos não-recorrentes com o cancelamento de estruturas de 'project finance' em alguns parques eólicos em operação, substituídas por dívida financeira a custos inferiores. Os **Resultados em associadas** caíram €5M, para €6M no 1S15, reflexo de condições eólicas excepcionais em Portugal e nos EUA durante o 1S14. A contribuição da ENEOP ascendeu a €7M (vs. €10M no 1S14).

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Líq.); (2) Opex excluindo Outros Proveitos Operacionais; Rácio calculado considerando MW médio em operação; (3) Inclui custos da Holding ao nível de EDPR Europa e ajustamentos; (4) Líquido de proveitos diferidos.

EDP Renováveis: América do Norte & Brazil



América do Norte	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Euro/USD - Taxa média do período	1,12	1,37	23%	-0,3
Capacidade instalada (MW)	3.934	3.506	12%	+428
CAE/Coberturas/Tarifa	3.390	2.918	16%	+472
Mercado	544	587	-7%	-44
Factor médio de utilização (%)	33%	37%	-	-4 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	5.562	5.658	-2%	-96
CAE/Coberturas/Tarifa	4.704	4.703	0%	+1
Mercado	858	954	-10%	-97
Preço médio de venda (USD/MWh)	52,4	50,3	4%	+2,1
CAE/Coberturas/Tarifa	53,5	52,8	1%	+0,7
Mercado	46,4	38,2	22%	+8
Margem Bruta Ajustada (USD M)	379	370	2%	+9
Margem Bruta (USD M)	284	279	2%	+5
Receitas PTC & Outras (USD M)	94	91	4%	+4
EBITDA (USD M)	272	266	2%	+5
EBIT (USD M)	126	132	-5%	-7
Capacidade instalada (MW Equity)	179	179	0%	-
Inv. Operacional Líquido (USD M)	276	97	185%	+179
Inv. Operacional Bruto	276	97	185%	+179
"Cash grant" recebido	-	-	-	-
Capacidade em construção (MW)	300	329	-9%	-29

Brazil	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Euro/Real - Taxa média do período	3,31	3,15	-5%	+0,16
Capacidade instalada (MW)	84	84	-	-
Factor médio de utilização (%)	26%	28%	-	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	94	103	-8%	-9
Preço médio de venda (R\$/MWh)	369	345	7%	+24
Margem Bruta (R\$ M)	33	34	-3%	-1
EBITDA (R\$ M)	17	22	-23%	-5
EBIT (R\$ M)	8	13	-39%	-5
Investimento operacional (R\$ M)	109	13	-	+96
Capacidade em construção (MW)	120	-	-	+120

Na **América do Norte**, a capacidade instalada ascendeu a 3.934MW em Jun-15 (MW EBITDA), maioritariamente remunerada através de contratação de longo prazo (86% do total) e nos EUA (3.904MW nos EUA, 30MW no Canadá). Adicionalmente, a EDPR detém posições de capital em outros projectos eólicos, com uma capacidade equivalente de 179MW. As instalações de nova capacidade nos últimos 12 meses (+428MW) concentraram-se nos EUA e no 4T14/2T15.

O **EBITDA aumentou 2% no período (+USD5M), para USD272M no 1S15**, reflectindo um aumento de 3% no preço médio de venda; que mais do que compensou os 2% de redução na produção. O aumento do preço médio de venda foi impulsionado pelo aumento da produção com CAEs/Coberturas/Tarifas 'feed-in' e pelo aumento do preço realizado no mercado grossista. O preço médio realizado em mercado aumentou +22% para USD46/MWh, suportado por uma recuperação face ao impacto adverso das condições atmosféricas extremas que caracterizaram o 1S14 e por maiores proveitos obtidos na venda de Certificados Verdes. O preço médio da produção com CAEs/Coberturas/Tarifas 'feed-in' permaneceu estável nos USD53/MWh. A queda da **produção** no 1S15 traduz: i) um 1S14 excepcionalmente forte em termos de eolicidade, em particular na região Oeste e Central do EUA (o factor médio de utilização caiu 4p.p. para 33% no 1S15); e ii) um aumento da capacidade média em operação (+10% face ao 1S14).

O crescimento da EDPR nos **EUA** assenta em projectos com CAE, que reforçam o perfil de baixo risco do grupo. A Jun-15, a EDPR tinha 300MW de capacidade eólica em construção nos EUA, com comissionamento previsto em 2015 (200MW do parque eólico de Waverly, no Kansas; 100MW de Arbuckle, em Oklahoma). Em 2013-14, a EDPR assinou CAEs para 1,3GW, reforçando a visibilidade sobre os fluxos de caixa futuros de projectos em operação e ainda por instalar. Os CAEs assegurados para nova capacidade incluem 300MW a instalar no 2S15 (CAEs a 20 anos para Waverly e para Arbuckle), 400MW com entrada em operação em 2016 (CAE a 15 anos para 100MW e a 20 anos para 300MW) e 155MW previstos para 2017 (CAE a 20 anos para os CVs).

No âmbito da sua **estratégia de rotação de activos**, no 2T15, a EDPR concluiu a venda à Fiera Axiom de uma participação minoritária num portfólio de 1.101MW nos EUA (acordado em Ago-14) por um total de USD348M. Adicionalmente, foram encaixados USD30M relativos à venda à DIF III de uma participação minoritária num parque solar FV na Califórnia. No que se refere a **estruturas de financiamento com parceiros institucionais**, no 1T15, a EDPR encaixou USD43M relativos à venda de uma participação no parque eólico Rising Three North (montante remanescente de um total de USD110M acordados em 2014). Ainda no 2T15, a EDPR recebeu USD117M relacionados com uma nova estrutura de financiamento 'tax equity', em troca de uma participação no parque eólico de Rising Three South, de 99MW, comissionado no 2T15.

No Brasil, o EBITDA da EDPR caiu 23% no período, para R\$17M no 1S15, traduzindo um menor factor médio de utilização (-2p.p. para 26% no 1S15), decorrente de uma eolicidade mais fraca no 1S15, e um aumento de 7% no preço médio de venda, para BRL369/MWh, por indexação à inflação.

No âmbito da parceria estratégica da EDP com a CTG, em Mai-15, a EDPR concluiu a venda à subsidiária da CTG no Brasil (CWEI Brasil), de uma participação de 49% em 84MW em operação e em 237MW em desenvolvimento. A CWEI Brasil investirá um total de R\$385,7M, incluindo aportes de capital já realizados e uma estimativa de R\$86,8M de futuras contribuições de capital. Os 237MW de capacidade em desenvolvimento no Brasil têm CAEs a 20 anos: i) 120MW em construção, com início em Jan-16 e com um preço de R\$97/MWh; e ii) 117MW com início em Jan-18 e com um preço de R\$109/MWh – em ambos os casos, preços são actualizados à taxa de inflação no período de vigência do CAE. Adicionalmente, no 1T15, a EDPR acordou um financiamento em 'project finance' com o BNDES associado a 120MW de nova capacidade no Brasil, num montante total de R\$306M.



- Vendas podem ser através de CAEs (até 20 anos), Coberturas ou Preços de mercado; Certificados verdes (Créditos de Energia Verde, REC) sujeitos à regulação de cada estado
- Incentivo fiscal: (i) PTC ao longo de 10 anos desde a data de operação (\$23/MWh em 2013); (ii) Parques eólicos com construção em 2009/10 podem optar por 30% *cash grant* em detrimento do PTC.



- Tarifa *Feed-in* por 20 anos (Ontário)



- Capacidade instalada no âmbito do programa PROINFA
- Leilões competitivos com atribuição de CAEs durante 20 anos

EDP Renováveis: Espanha & Portugal



Espanha	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.194	2.194	0%	-
Factor médio de utilização (%)	29%	32%	-	-3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	2.727	2.943	-7%	-216
Prod. c/capac. complement (GWh)	2.512	2.701		
Produção Standard (GWh)	2.119	2.118		
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	393	584		
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	215	242		
Preço médio de venda (€/MWh)	71,0	62,3	14%	+9
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	42	26	61%	+16
Ajust. Regul. para GWh std. (€/MWh)	-	20,6		
Complemento (€M)	82	83,8		
Ganhos/(perdas) de cobertura (€M)	-0,8	1,5		
Margem Bruta (€ M) (1)	195	183	7%	+12
EBITDA (€ M) (1)	130	120	9%	+11
EBIT (€ M) (1)	64	53	21%	+11
Capacidade instalada (MW Equity)	174	174	0%	+0
Investimento operacional (€ M)	2	3	-43%	-1
Capacidade em construção (MW)	2	2	0%	-

Em Espanha, o EBITDA da EDPR subiu 11% no período (+€13M), para €130M no 1S15, suportado por um aumento de preço realizado em mercado (€42/MWh no 1S15 vs. €26/MWh no 1S14).

A capacidade instalada em Espanha manteve-se estável em 2.194MW no 1S15 (MW EBITDA), à qual acrescem 174MW, correspondentes à posição minoritária da EDPR em outros projectos (consolidados pelo método de equivalência patrimonial).

A produção eólica em Espanha recuou 7%, para 2,7TWh no 1S15, reflexo de uma eolicidade excepcionalmente forte no 1S14 – 8% da produção foi gerada por capacidade sem direito ao complemento de capacidade. O preço médio de venda subiu 14%, para €71/MWh no 1S15, suportado por uma forte subida do preço realizado em mercado (€42/MWh no 1S15) e por um proveito de €82M referente ao complemento de capacidade (o complemento do 1S14 inclui €2M relativos a ajustamentos de 2013). No 1S15, 91% da capacidade instalada da EDPR em Espanha recebeu um complemento por MW instalado. Com vista a reduzir a sua exposição à volatilidade dos preços de mercado em Espanha, a EDPR cobriu 1,4TWh a €48/MWh para o resto do ano 2015 e 2,1TWh a €48/MWh para o ano 2016.

Portugal	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	630	621	1%	+8
Factor médio de utilização (%)	30%	34%	-	-5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	807	926	-13%	-119
Preço médio de venda (€/MWh)	107,8	108,5	-1%	-1
Margem Bruta (€ M)	88	102	-14%	-14
EBITDA (€ M)	74	88	-16%	-14
EBIT (€ M)	60	75	-20%	-15
Capacidade instalada (MW Equity)	533	483	10%	+50
Investimento Operacional (€ M)	7	3	121%	+4
Capacidade em Construção (MW)	-	2	-	-2

Em Portugal, a EDPR tem 630MW instalados (MW EBITDA): 628MW de capacidade eólica (dos quais 622MW são detidos em 51% pela EDPR e em 49% pela CTG) e 2MW de capacidade solar PV. A EDPR detém ainda uma participação de 40% no consórcio ENEOP (consolidado por equivalência patrimonial), com 533MW de capacidade eólica em operação atribuíveis à EDPR. Em linha com o MoU com a CTG, assinado em Dez-13, quando os activos da ENEOP forem divididos entre os accionistas, a EDPR venderá uma posição de 49% no capital da ENEOP à CTG – espera-se que esta venda ocorra em 2015 (pendente de aprovações regulatórias).

O EBITDA da EDPR em Portugal caiu 16%, para €74M no 1S15, reflectindo uma redução na produção derivada de uma eolicidade excepcionalmente forte no 1S14 e um contexto de baixa inflação. A produção eólica no 1S15 caiu 13%, na medida em que a eolicidade acima da média no 1S15 (factor de eolicidade: 1,06) ficou, ainda assim, aquém da eolicidade verificada no 1S14 (factor eolicidade: 1,24). Neste sentido, o factor médio de utilização recuou 5p.p., para 30% no 1T15. O preço médio de venda no 1T15 ficou 1% aquém do 1T14, penalizado pelo contexto de baixa inflação.



- Energia eólica recebe preço da *pool* e um prémio por MW, se necessário para atingir o retorno pre-definido como obrigações do governo Espanhol a 10 anos + 300pb (actualmente 7,4%); A cada 3 anos, existirão revisões provisórias para corrigir desvios em relação ao preço de mercado esperado (€49/MWh – cenário regulador).
- Prémio calculado tendo por base activos padrão (factor de utilização *standard*, produção e custos); complemento de capacidade por MW, dependente do ano de entrada em funcionamento e aplicável até completar 20 anos após o comissionamento



- MW EBITDA: Tarifa *Feed-in* actualizada com inflação e negativamente correlacionada com o factor de utilização. Duração: 15 anos (tarifa *Feed-in* com inflação) + 7 anos (extensão com limite superior e inferior €74/MWh - €98/MWh). A extensão da tarifa por 7 anos a partir do 16º ano de operação foi assegurada mediante um pagamento anual a efectuar entre 2013 e 2020 (€4M/ano no caso da EDPR)
- ENEOP (MW Equity): preço definido em concurso competitivo internacional, duração de 33 GWh de produção (por MW) até um limite de 15 anos. Tarifa inicial de c.€74/MWh ajustada por inflação nos anos seguintes.

(1) Inclui os ganhos/perdas de cobertura.

Resto da Europa	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	1.413	1.357	4%	+56
Factor médio de utilização (%)	28%	26%	-	2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.651	1.335	24%	+317
Preço médio de venda (€/MWh)	87	97	-10%	-10
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	392	374	5%	+18
Factor médio de utilização (%)	28%	27%	-	1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	463	429	8%	+34
Preço médio de venda (€/MWh)	397	408	-3%	-11
EUR/PLN - Avg. Rate in period	4,14	4,18	1%	-0
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	521	521	0%	-
Factor médio de utilização (%)	29%	22%	-	8 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	609	351	74%	+258
Preço médio de venda (€/MWh)	306	424	-28%	-118
EUR/RON - Avg. Rate in period	4,45	4,46	0%	-0
França				
Capacidade instalada (MW)	340	322	5%	+18
Factor médio de utilização (%)	27%	29%	-	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	392	400	-2%	-7
Preço médio de venda (€/MWh)	91	90	1%	+1
Bélgica & Itália				
Capacidade instalada (MW)	161	141	14%	+20
Factor médio de utilização (%)	30%	27%	-	3 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	187	155	20%	+32
Preço médio de venda (€/MWh)	115	117	-2%	-2
Margem Bruta (€ M)	141	127	11%	+14
EBITDA (€ M)	111	97	15%	+14
EBIT (€ M)	73	58	25%	+14
Investimento Operacional (€ M)	37	31	19%	+6
Capacidade em Construção (MW)	135	72	88%	+63

Nos mercados europeus fora da Península Ibérica, o EBITDA cresceu 15% em termos homólogos (+€14M), para €111M no 1S15, suportado por um aumento da capacidade média em operação (+4%), por uma maior factor médio de utilização (+2p.p. vs. 1S14) e um preço médio de venda inferior (-10%, devido a menores preço na Roménia com a venda de Certificados Verdes (CVs) no limite mínimo do preço regulado). A Jun-15, a EDPR **tinha 135MW em construção** nestes mercados: 77MW na Polónia, 48MW em França e 10MW em Itália.

Na Polónia, a EDPR adicionou 18MW ao seu portfólio nos últimos 12 meses (no 4T14). Assim, a EDPR tem actualmente 392MW de capacidade eólica em operação ao abrigo de diferentes regimes remuneratórios: 70MW em Korsze, com um PPA a 10 anos; 120MW em Margonin, a receber 'preço de mercado + CV' (com CAE a 15 anos para os CVs); e 184MW a receber 'preço regulado + CV'. A **produção eólica** subiu 8% face ao 1S14, para 463GWh no 1S15, reflectindo um aumento da capacidade média instalada e do factor médio de utilização (+1p.p. para 28% no 1S15). O **preço médio de venda** caiu 3% no período, para PLN397/MWh.

Na Roménia, a EDPR opera 521MW de capacidade eólica (471MW) e solar PV (50MW). A produção cresceu 74%, para 609GWh no 1S15 (573GWh eólicos), impulsionada pelo aumento da capacidade média em operação e por um aumento de 8p.p. do factor médio de utilização para 29% no 1S15. Por sua vez, o preço médio de venda caiu 28%, para RON306/MWh, penalizado pela venda dos Certificados Verdes (CVs) ao preço mínimo da banda regulatória.

Em França, a EDPR adicionou 18MW nos últimos 12 meses (no 2S14), expandindo o portfólio para 340MW. A **produção** recuou 2% face ao 1S14, para 392GWh no 1S15, reflexo de uma redução do factor médio de utilização (-2p.p. para 27% no 1S15), o que mais do que compensou o contributo positivo proveniente da expansão do portfólio. A tarifa média manteve-se estável, influenciada pela baixa inflação.

Na Bélgica, o nosso parque eólico de 71MW em operação registou uma produção superior em 8%, por força de expansão do portfólio, o que compensou a redução do factor médio de utilização (-2p.p. para 24% no 1S15). O preço médio de venda aumentou 1% para €111/MWh no 1S15, reflexo do preço médio dos CAEs da nova capacidade. **Em Itália**, onde a EDPR instalou 20MW nos últimos 12 meses (4T14), a produção subiu 30%, suportada por adições de capacidade e por uma subida do factor médio de utilização em 6p.p., para 34% no 1S15. O preço médio de venda diminuiu 4% para €117/MWh no 1S15, reflectindo um preço mais baixo associado à capacidade recentemente instalada (regime de leilão), quando comparado com o antigo regime.

- Opção de escolha de preço regulado de electricidade (PLN163.58/MWh in 2015) ou negociação de CAEs de longo-prazo. Energia eólica recebe 1 CV/MWh transaccionável em mercado. As distribuidoras têm penalização por incumprimento da obrigação de CV (PLN300/MWh em 2014).
- Energia eólica e solar recebem 'preço de mercado + certificado verde (CVs)'; Activos eólicos recebem 2 CV/MWh até 2017 e 1 CV/MWh depois de 2017 e até completar 15 anos. Dos 2 CV, até 2017, 1 CV apenas poderá ser vendido após Jan-2018. Activos de energia solar recebem 6 CV/MWh durante 15 anos. Dos 6 CV, até Mar-2017, 2 CV apenas podem ser vendidos após Abr-17. Valor dos CV com limite superior e inferior (€59,9 / €29,4)
- Tarifa *Feed-in* por 15 anos: (i) Primeiros 10 anos: €82/MWh; ajustado à inflação; (ii) Anos 11-15: €82/MWh @2.400 horas, decrescendo para €28/MWh @3.600 horas
- Energia eólica e solar recebem 'preço de mercado + certificado verde (CVs)'; preços máximos e mínimos para Wallonia (€65/MWh-100/MWh) e Flandres (€90/MWh-100/MWh); Opção de negociar CAEs de longo-prazo
- Projectos em operação antes de 2013 recebem: (i) Para 2015, preço do CV é €97,4; (ii) A partir de 2016, 'preço de mercado + incentivo (incentivo = 1 x (€180/MWh - "P-1") x 0,78). Novos projectos: leilões com atribuição de CAEs (20 anos)

Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	849	875	-3%	-27
Fornecimentos e serviços externos	173	195	-11%	-22
Custos com pessoal	63	74	-14%	-10
Custos com benefícios sociais	12	(77)	-	+89
Outros custos operacionais (líquidos)	32	125	-75%	-93
Custos Operacionais Líquidos (1)	280	316	-12%	-37
EBITDA	569	559	2%	+10
Provisões	0	1	-69%	-1
Amortizações e imparidades	165	168	-2%	-4
EBIT	404	389	4%	+14

Capex & Opex Performance	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (5)	236	268	-12%	-32
Custos control./cliente (€/cliente)	30	33	-11%	-4
Custos control./km de rede (€/km)	919	1.039	-12%	-120
Empregados (#)	3.871	3.925	-1%	-54
Investimento Operacional (€ M)	147	158	-7%	-12
Rede de Distribuição (Km)	257	258	-0%	-1

Activos/Passivos Regulatórios (€ M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	2.146	2.262	-5%	-116
Espanha - Défice Tarifário				
Início do período	2	264	-99%	-262
Défices tarifários anos anteriores (4)	42	(80)	-	+122
Gerado no período	-	-	-	-
Outros (3)	-	-	-	-
Fim do período	44	184	-76%	-140

Portugal - Comercializador de Último Recurso + Distribuição + Gás				
Início do período	2.203	2.045	8%	+158
Desvios tarifários anos anteriores (2)	(1.056)	(1.336)	21%	+281
Gerado no período	715	1.103	-35%	-388
Outros (3)	40	36	10%	+4
Fim do período	1.902	1.848	3%	+54

Portugal - CMEC's				
Início do período	112	377	-70%	-265
(Recuperado)/Devolvido no Período	(17)	(247)	93%	+230
Gerado no período	104	99	5%	+5
Outros	0	0	n.m.	+0
Fim do período	199	230	-13%	-30

As Redes Reguladas na P. Ibérica compreendem as actividades de distribuição de electricidade e gás, em Portugal e Espanha.

O **EBITDA das redes reguladas** aumentou 2% (+€10M) face ao 1S14, para €569M no 1S15, contando com o impacto de +€89M decorrente da mais-valia na venda de activos de distribuição de gás à Redexis em Espanha no 1S15 e de +€87M resultante do impacto do novo Acordo Colectivo de Trabalho (ATC) no 1S14. Excluindo estes impactos, o EBITDA das Redes Reguladas cresceu 2% vs. 1S14 (+€8M), suportado por custos operacionais inferiores que mais que compensaram a diminuição dos proveitos regulados. A margem bruta desceu 3% (-€27M) face ao 1S14, reflexo de: (i) em Portugal, uma taxa de retorno sobre o RAB mais baixa na distribuição de electricidade, em virtude da diminuição do risco soberano, e uma rápida passagem de clientes para o mercado livre; (ii) em Espanha, proveitos regulados superiores na distribuição de electricidade e, em contrapartida, proveitos inferiores na distribuição de gás devido à venda de activos.

Os **custos controláveis** recuaram 12% no período vs. 1S15 (-€32M), reflectindo essencialmente uma diminuição dos custos fornecimentos e serviços externos (devido a menores trabalhos de manutenção/reparação e menores custos com serviço ao cliente dada a transferência de clientes do CUR para o mercado liberalizado) e uma redução no número de colaboradores (-1% vs. 1S14). O **investimento operacional** registou uma diminuição de 7% (-€12M), para €147M no 1S15.

Em Portugal, a dívida acumulada do sistema eléctrico à EDP e investidores financeiros manteve-se relativamente estável, ascendendo a €5,3MM em Jun-15.

Os **recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica da EDP** diminuíram €172M no 1S15, de €2.317M em Dez-14 para €2.146M em Jun-15, influenciados por uma redução de €214M em Portugal e um aumento de €42M em Espanha.

O **montante de recebimentos futuros da actividade de distribuição de electricidade, CUR e distribuição de gás em Portugal** diminuiu de €2.203M em Dez-14 para €1.902M em Jun-15, suportado por: **(1)** -€651M resultante da venda sem recurso do direito do défice tarifário de 2014; **(2)** +€750M de défice tarifário ex-ante para 2015, a recuperar em 5 anos de acordo com um plano de pagamentos a terminar em 2019 e remunerado a uma taxa anual de 3,01%; **(3)** -€339M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; **(4)** -€19M de novos desvios tarifários devolvidos ao sistema no 1S15 relativos à distribuição e CUR de electricidade; e **(5)** -€17M de desvios devolvidos ao sistema na distribuição de gás no 1S15. Os principais factores geradores de desvio tarifário na distribuição e CUR de electricidade no 1S15 foram: **(i)** +€30M decorrente da produção em regime especial mais alta do que esperado (3% acima da estimativa da ERSE) e do respectivo sobrecusto (€65/MWh no 1S15 vs. €61/MWh assumido pela ERSE); **(ii)** -€33M (montante a devolver à tarifa), suportado por um custo médio de aquisição de electricidade inferior; e **(iii)** -€15M de desvio tarifário gerado na actividade de distribuição de energia eléctrica (procura superior e desvios no mix de consumo).

O **montante de recebimentos futuros dos CMEC** aumentou de €112M em Dez-14 para €199M em Jun-15, reflexo de: **(1)** €17M recuperado no 1S15 através das tarifas, relacionados com desvios negativos de 2013 e **(2)** €104M de desvio negativo no 1S15, que deverá ser recebido ao longo de 2016-2017 (detalhes na página 11).

De acordo com a versão final da ERSE para as tarifas de 2015, publicada em 15-Dez-2014, é expectável que o total de activos regulatórios do sistema eléctrico Português permaneça estável em 2015.

O **montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha** correspondeu a €44M em Jun-15, decorrente da contabilização da componente do défice tarifário de gás, relativo à EDP Espanha, tendo o montante total do défice do sistema de gás natural espanhol no final de 2014 sido estimado em €700M. Ao nível do défice tarifário do sistema eléctrico Espanhol, é de salientar que, comparativamente a um montante de €3,5MM em 2013, de acordo com informação mais recente da CNMC (Liquidação 14/2014) o défice provisional do sistema eléctrico em 2014 totaliza €465M (de notar que este valor é preliminar não incluindo os impostos à geração em Espanha). A liquidação final deverá ocorrer antes de Dezembro de 2015.

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

(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) Recuperação/pagamento de défices tarifários de períodos anteriores. (5) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal.

Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	624	646	-3%	-22
Fornecimentos e serviços externos	135	148	-9%	-13
Custos com pessoal	49	57	-14%	-8
Custos com benefícios sociais	11	(78)	-	+89
Rendas de concessão	126	126	-1%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	(5)	2	-	-7
Custos Operacionais Líquidos (1)	315	255	24%	+60
EBITDA	309	391	-21%	-82
Provisões	1	1	-18%	-0
Amortizações e imparidades	120	121	-1%	-1
EBIT	188	269	-30%	-80

Margem Bruta	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	624	646	-3%	-22
Margem bruta regulada	620	642	-3%	-21
Margem bruta não-regulada	4	4	-8%	-0
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	589	603	-2%	-14
Electricidade distribuída (GWh)	22.368	21.904	2,1%	+464
Pontos de ligação à rede (mil)	6.094	6.076	0%	+17
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	31	39	-20%	-8
Cientes fornecidos (mil)	2.000	3.172	-37%	-1.172
Electricidade vendida (GWh)	3.199	5.217	-39%	-2.018

Investimento & Custos Operac.	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	184	205	-10%	-21
Custos control./cliente (€/cliente)	30,2	33,7	-11%	-4
Custos control./km de rede (€/km)	819	918	-11%	-99
Empregados (#)	3.340	3.371	-1%	-31
Investimento Operacional (€ M)	119	128	-7%	-9
Rede de distribuição (Km)	224	223	1%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	26	33	-21%	-7

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal diminuiu 21% (-€82M), para €309M no 1S15, influenciado pelo impacto de +€87M do novo Acordo Colectivo de Trabalho (ACT) no 1S14. Excluindo este efeito, o EBITDA subiu 2% vs. 1S14 (+€6M), suportado por menores custos operacionais que mais que compensaram a diminuição dos proveitos regulados decorrente de uma menor taxa de retorno.

Em 15-Dez-2014, a ERSE publicou a versão final para as tarifas de 2015 e parâmetros aplicáveis para o período regulatório 2015-17 relativos à actividade de distribuição de electricidade e CUR em Portugal definindo o aumento em 3,3% da tarifa no segmento de baixa tensão, aplicável aos clientes no mercado regulado, não abrangidos pela tarifa social e uma redução em 14% da tarifa social, sem qualquer impacto nos custos do sistema eléctrico.

Foram atribuídos **proveitos regulados no montante de €1.194M à actividade de distribuição em 2015** suportados: (1) por uma taxa de retorno sobre a base de activos regulados (RoRAB) definida em 6,75% para 2015, numa base preliminar (vs. 8,26% em 2014), reflectindo uma yield das OTs a 10 anos de 3,6%; a taxa de retorno final dependerá da média diária das yields das OTs a 10 anos de Portugal, no período entre 1-Out do ano 't-1' e 30 Set do ano 't', com um mínimo de 6% e um máximo de 9,5%; (2) numa previsão de 44,6 TWh de consumo de electricidade para 2015 (1,8% acima da electricidade distribuída em 2014) e (4) um deflador do PIB de 0,9%.

Relativamente à **actividade do CUR foram definidos, para 2015**, os seguintes pressupostos: (1) um montante de proveitos regulados de €61M em 2015; (2) numa previsão de preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado em 2015 de €55,4/MWh suportado num preço da pool estimado de €50,5/MWh; (3) um sobrecusto da produção em regime especial estimado em €60,8/MWh e (4) uma previsão de volume de regime especial de 21,0TWh (4.1% abaixo da produção de 2014).

No 1S15, os **proveitos regulados da actividade de distribuição** recuaram 2% (-€14M) vs. 1S14, situando-se em €589M, em larga medida devido a uma menor taxa de retorno (6,33% no 1S15 vs. 8,31% no 1S14) induzida pela diminuição do risco da dívida soberana. A **electricidade distribuída subiu 2%** no 1S15 (vs. 1S14), reflectindo um crescimento moderado do consumo em todos os segmentos de mercado.

Os **proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU)** foram inferiores em 20% (-€8M), ascendendo a €31M no 1S15, 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 (desde 1 de Janeiro de 2013), 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 39% vs. 1S14, para 3,2TWh no 1S15. O número total de clientes fornecidos pela EDP SU caiu 1.172 mil no período, para 2.000 mil em Jun-15 (representando 33% do total de clientes de electricidade), influenciado sobretudo pelo segmento residencial.

Os **custos controláveis** caíram 10% vs. 1S15 (-€21M), reflectindo sobretudo uma diminuição dos custos com manutenção / reparação, uma queda nos custos de serviço ao cliente decorrente da redução da actividade do CUR dada a transferência de consumidores para o mercado liberalizado e uma redução no número de colaboradores (-1% vs. 1S15). Os outros custos operacionais (líquidos) caíram €7M no 1S15 (vs. 1S14), devido a um melhor desempenho em termos de cobrança de dívidas de clientes.

O **investimento operacional** foi inferior em 7% (-€9M) face ao 1S14, ascendendo a €119M no 1S15. O TIEPI desceu consideravelmente, de 33 minutos no 1S14 para 26 minutos no 1S15, reflectindo condições meteorológicas favoráveis.

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

(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	1S15	1S14	% Δ	Abs. Δ
	1S15	1S14	% Δ	Abs. Δ	1S15	1S14	% Δ	Abs. Δ	1S15	1S14	% Δ	Abs. Δ					
Margem Bruta	90	82	9%	8	102	113	-9%	-10	32	34	-6%	-2	Nº Pontos Ligação (mil)				
FSEs	17	20	-12%	-2	14	19	-26%	-5	7	8	-13%	-1	Electricidade Espanha	659	659	0%	+0
Custos Pessoal	9	11	-18%	-2	4	5	-10%	-0	1	1	8%	0	Gás Espanha	913	1.022	-11%	-109
Custos Benefícios sociais	1	1	-	0	0	0	-31%	-0	0	0	-1%	-0	Gás Portugal	323	313	3%	+10
Outros custos operac. (líq.)	(1)	(5)	-82%	4	(88)	2	n.m.	-90	0	0	78%	0	Energia Distribuída (GWh)				
Custos Operac. Líquidos (1)	26	27	-2%	-0	(70)	25	-	-95	8	9	-10%	-1	Electricidade Espanha	4.630	4.621	0%	+9
EBITDA	63	55	15%	8	172	87	97%	85	24	26	-5%	-1	Gás Espanha	15.756	24.895	-37%	-9.140
Provisões	0	-	-	0	(0)	(0)	-12%	-0	(0)	0	n.m.	-1	Gás Portugal	3.670	3.631	1%	+39
Amortizações e imparidades	17	17	3%	0	20	24	-19%	-5	8	6	31%	2	Rede (Km)				
EBIT	46	38	20%	8	153	63	142%	90	17	20	-13%	-3	Electricidade Espanha	20.325	20.221	1%	+104
Investimento operacional	12	11	12%	1	9	10	-7%	-1	6	10	-36%	-3	Gás Espanha	7.692	10.096	-24%	-2.403
Margem Bruta	90	82	9%	8	102	113	-9%	-10	32	34	-6%	-2	Gás Portugal	4.705	4.543	4%	+163
Margem Bruta Regulada	79	78	1%	1	88	101	-13%	-13	30	31	-4%	-1	Empregados (#)				
Margem bruta não-regulada	11	4	172%	7	14	12	22%	3	2	3	-29%	-1	Electricidade Espanha	298	292	2%	+6
													Gás Espanha	170	200	-15%	-30
													Gás Portugal	63	62	2%	+1

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha aumentou 15% (+€8M), situando-se em €63M no 1S15, suportado por receitas reguladas superiores relacionadas com ajustamentos de anos anteriores registadas no 1T15 (+7M€). A **electricidade distribuída** pela EDP Espanha, principalmente na região das Astúrias, manteve-se estável em 4,6TWh no 1S15 (vs. 1S14).

Em Dez-13, o Governo aprovou a Lei 24/2013 e RD 1048/2013 que estabelece o novo quadro regulatório para os activos de distribuição de electricidade, mantendo os princípios regulatórios anunciados em Jul-13 (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%) no período 2014-2020). Até à aprovação de medidas concretas sobre a regulação acima referida, os proveitos regulados da EDP Espanha em vigor para o ano de 2015 são **€157M** (calculado de acordo com o esquema transitório de remuneração descrito no RDL 9/2013).

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha no 1S15 ascendeu a €172M (+€85M vs. 1S14), reflectindo um ganho não recorrente de +€89M decorrente da venda de activos detidos pela Gas Energía Distribución Murcia à Redexis no 1S15 (€11M registados no 2T15 atribuíveis em grande parte à venda dos restantes activos do perímetro). Excluindo estes impactos, o EBITDA recuou 5% (-€4M), reflectindo essencialmente a diminuição dos proveitos regulados decorrente da exclusão do perímetro de consolidação dos activos de distribuição de gás vendidos à Redexis e alterações regulatórias em 2014, que foi parcialmente mitigada por menores custos com fornecimentos e serviços externos. O **volume de gás distribuído** caiu 37% face ao 1S14, para 15,8TWh, devido à venda dos activos de distribuição de gás (excluindo este efeito o volume de gás distribuído cresceu 5%).

De acordo com uma Ordem Ministerial de Dez-14, as actividades reguladas de gás cumprem períodos regulatórios de 6 anos, sujeitos a possíveis ajustamentos de 3 em 3 anos.

O modelo de remuneração da distribuição de gás manteve-se, ainda que a indexação à inflação tenha sido eliminada, os proveitos permitidos reduzidos e estejam agora mais expostos à procura. O impacto estimado destas medidas na EDP é de €9M em 2015 e anos seguintes, vs. €4.7M em 2014 (o impacto verificou-se apenas no 2S14).

Os proveitos regulados atribuíveis à EDP Espanha em 2015 ascendem a **€172M**, excluindo €19M de proveitos regulados anuais atribuíveis à Gas Energía Distribución Murcia e ao perímetro dos restantes activos vendidos à Redexis no 1S15.

ACTIVIDADES DE GÁS REGULADAS EM PORTUGAL

O EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal diminuiu 5% (-1M€ vs. 1S14), para €24M no 1S15, devido a proveitos regulados inferiores na actividade do CUR decorrentes da migração de clientes para o mercado livre. Os proveitos permitidos da actividade de distribuição de gás permaneceram relativamente estáveis (reflectindo uma taxa de retorno sobre o RAB de 7,94% no 1S15 vs. 8,41% no 1S14). O **volume de gás distribuído** cresceu 1% no 1S15, atingindo 3.7TWh, em linha com o crescimento de 3% no número de pontos de ligação, resultante do esforço continuado de contratação de novos clientes na região operada pela EDP.

Em Jun-13, a ERSE definiu as regras para o período regulatório de Jul-13 a Jun-16, indexando a taxa de retorno sobre os activos à média das yields das OTs portuguesas a 10 anos no período entre 1-Abr e 31-Mar anterior ao início de cada ano regulatório, com um mínimo de 7,83% e um máximo de 11%.

Em 15-Jun-2015, a ERSE definiu as tarifas para o período regulatório de 2015/16 e os proveitos permitidos para as nossas actividades de distribuição e CUR de gás em Portugal, estabelecendo uma redução média de 7,3% da tarifa último recurso para clientes de baixa pressão inferior (<= 10 m³/ano) a vigorar desde 1-Jul-2015 até 30-Jun-2016. A taxa de remuneração preliminar foi fixada em 7,94% para o período regulatório 2015/16. Os proveitos permitidos para a EDP neste período foram fixados em **€59M** e **4M€**, para as actividades de distribuição e CUR de gás, respectivamente.

EDP - Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)				Consolidado (€ M)				Energias do Brasil	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.					
Margem Bruta	1.280	905	42%	+376	387	287	35%	+100	Cotação no fim do período (R\$/acção)	11,51	10,85	6%	+0,66
Fornecimentos e serviços externos	248	223	11%	+25	75	71	6%	+4	Total de acções (milhões)	476,4	476,4	-	-
Custos c/ pessoal e benef. aos empregac	194	197	-2%	-3	59	62	-6%	-4	Acções próprias (milhões)	0,8	0,8	-	-
Outros custos operacionais (líquidos)	(819)	(353)	132%	-466	(247)	(112)	121%	-135	Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	243,0	243,0	-	-
Custos Operacionais Líquidos (1)	(377)	67		-444	(114)	21		-135	Euro/Real - Taxa de fim do período	3,47	3,00	-14%	+0,47
EBITDA	1.657	838	98%	+819	501	266	88%	+235	Euro/Real - Taxa média do período	3,31	3,15	-5%	+0,16
Provisões	14	15	-7%	-1	4	5	-11%	-1	Taxa de inflação (IPCA - 12 meses)	8,9%	-	-	-
Amortizações e imparidades	203	178	14%	+25	61	56	8%	+5	Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,7	1,1	-	+0,6
EBIT	1.440	644	124%	+796	435	205	113%	+231	Custo Médio da Dívida (%)	11,8	10,1	-	1,8p.p.
Resultados financeiros	(208)	(136)	-53%	-72	(63)	(43)	45%	-20	Taxa de Juro Média (CDI)	11,7	10,2	-	1,5p.p.
Resultados em associadas	(110)	(35)	-213%	-75	(33)	(11)	198%	-22	Empregados (#)	2.933	2.676	10%	+257
Resultados Antes de Impostos	1.123	473	137%	+649	339	150	126%	+189	Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
									Dívida líquida	4.692	1.981	137%	+2.710
									Recebimentos futuros da act. Regulada	699	539	30%	+160
									Interesses não controláveis	1.696	1.670	2%	+25
									Valor contabilístico dos C. Próprios	5.790	4.606	26%	+1183
									Resultados Financeiros (R\$ M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
									Juros financeiros líquidos	(210)	(188)	-12%	-22
									Custos capitalizados	1	40	-97%	-39
									Diferenças Cambiais e Derivados	(25)	13	-	-38
									Outros	26	(1)	-	+27
									Resultados Financeiros	(208)	(136)	-53%	-72

Em moeda local, o EBITDA da EDP Brasil ('EDPB') aumentou 98% no período (+R\$819M) para R\$1.657M no 1S15, impactado pelo ganho com a aquisição de 50% Pecém I, agora consolidado integralmente ao nível da EDPB. O ganho com a aquisição de Pecém (R\$885M) e o ganho com a alienação de 50% de Jari e Cachoeira Caldeirão no 1S14 (R\$408M) foram reconhecidos ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. Ajustado por estes efeitos não-recorrentes, o EBITDA teria crescido 80% vs. 1S14 para R\$772M. O EBITDA da distribuição subiu R\$385M, já que o 1S14 foi penalizado por R\$340M de desvios tarifários negativos. Desde Dez-14 que os desvios tarifários são reconhecidos ao nível da margem bruta. Ajustado por este efeito, o EBITDA da distribuição crescerá 12% vs. 1S14 (+R45m), suportado por maiores receitas reguladas, reflexo dos reajustamentos tarifários anuais nas nossas distribuidoras (Escelsa: +26,54% a partir de Ago-14 e Bandeirante: +22,34% a partir de Out-14). O EBITDA da geração e comercialização caiu 9% (-R\$40M), reflectindo: i) um baixo GSF⁽³⁾ (80% no 1S15) e a subsequente necessidade de compra de energia por parte dos geradores, a preços de mercado elevados; que foi parcialmente mitigado pela; ii) estratégia de alocação sazonal dos volumes vendidos, tendo sido alocada uma porção significativa de volumes ao 1S15 (54%) vs. 1S14 (50%); e iii) pela consolidação integral de Pecém I por 45 dias (+R\$77M). A performance do EBITDA em Euros foi penalizada pela desvalorização de 5% do BRL face ao EUR (-€25M de impacto).

Os custos operacionais líquidos caíram R\$444M no 1S15 devido ao reconhecimento dos mencionados ganhos de capital ao nível dos 'outros proveitos operacionais'. Ao nível do Opex, os custos com pessoal diminuíram 2%, reflexo de um controlo de custos apesar da incorporação dos trabalhadores de Pecém e de menores custos capitalizados. Os fornecimentos e serviços externos aumentaram 11%, traduzindo um aumento das despesas com O&M e serviços ao cliente.

Os custos financeiros líquidos subiram 53% no período para R\$204M no 1S15, traduzindo: i) juros líquidos superiores, reflexo do aumento do custo médio da dívida em 1,1 p.p para 11,8% no 1S15; ii) menores custos capitalizados fruto da consolidação por equivalência patrimonial dos projectos hídricos de Jari e Cachoeira Caldeirão (por oposição à consolidação integral no 1S14; iii) impacto com dívida de Pecém. A dívida líquida subiu 137% vs. 1S14, reflexo sobretudo da consolidação de Pecém com impacto de R\$2,4MM (inclui impacto do custo de aquisição de R\$300M).

Os resultados em associadas totalizaram -R\$110M no 1S15, reflectindo um aumento da contribuição negativa da central a carvão de Pecém I antes da consolidação (-R\$84M no 1S15 vs. -R\$39M no 1S14), bem como um contributo negativo da central hídrica de Jari (-R\$20M no 1S15) devido ao baixo GSF no período.

A Jun-15, os reservatórios hídricos nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste ("SE-CO") situavam-se nos 36% do seu nível máximo (vs. 29% a Dez-14 e 36% a Jun-14). Apesar do meses de Jan/Fev-15 terem sido dos piores em termos de pluviosidade para o período, o resto do ano beneficiou de alguma recuperação e no final de Jul-15, os níveis dos reservatórios estavam acima dos 37%. No entanto, perante os níveis comparativamente baixos dos reservatórios e a insuficiente pluviosidade, o GSF⁽³⁾ ficou num nível muito baixo (80% no 1S15) tendo continuado a levar os produtores hídricos a comprar energia a elevados preços de mercado para satisfazer as suas obrigações contratuais. Em simultâneo, apesar do elevado despacho das centrais térmicas, com a aplicação, a partir de Jan-15, de uma nova metodologia para o cálculo do preço máximo (novo máximo de R\$388/MWh vs. anterior de R\$822/MWh), o preço médio da electricidade em mercado (PLD) caiu de R\$677/MWh⁽⁴⁾ no 1S14 para R\$385/MWh⁽⁴⁾ no 1S15.

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

(2) Excluindo investimentos em parques eólicos detidos pela EDP Brasil (45%) e EDP Renováveis (55%).

(3) Fonte: CCEE; com base em preços semanais; regiões do Sudeste/Centro-Oeste;

(4) GSF: Generation Scaling Factor;

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	777	381	104%	+397
Forn. e serviços externos	179	164	9%	+15
Custos c/ pessoal e benef. aos empr	139	135	3%	+4
Outros custos operac. (Liq.)	46	54	-14%	-7
Custos Operacionais Líquidos (1)	364	352	3%	+12
EBITDA	413	28	1363%	+385
Provisões	16	14	16%	+2
Amortizações e imparidades	91	95	-4%	-4
EBIT	306	(81)	-	+387

Margem Bruta	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	777	381	104%	+397
Receitas reguladas	777	721	8%	+56
Var. receb. futuros da act. regulada	-	(340)	-	-
Receb. Futuros da Act. Regulada (R\$ M)				
Início do período	602	199	203%	+403
Desvios períodos anteriores	(170)	(29)	480%	-140
Desvio do ano (2)	470	960	-51%	-490
CDE/Conta ACR (3)	(203)	(591)	-66%	+388
Final do período	699	539	30%	+160
Clientes Ligados (Milhares)	3.209	3.096	4%	+113
Bandeirante	1.755	1.696	3%	+59
Escelsa	1.454	1.400	4%	+54
Electricidade Distribuída (GWh)	13.142	13.205	-0%	-63
Bandeirante	7.409	7.706	-4%	-297
Escelsa	5.734	5.499	4%	+234
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	4.813	4.922	-2%	-109
Electricidade Vendida (GWh)	8.329	8.283	1%	+46
Bandeirante	4.675	4.771	-2%	-96
Residencial, comercial e outros	3.497	3.512	-0%	-15
Industrial	1.178	1.259	-6%	-81
Escelsa	3.654	3.512	4%	+142
Residencial, comercial e outros	3.093	2.914	6%	+179
Industrial	561	599	-6%	-38

Investimento e Custos Operac.	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	304	282	8%	+22
Custos control./cliente (R\$/cliente)	95	91	4%	+4
Custos control./km rede (R\$/km)	3	3	6%	+0
Empregados (#)	2.191	2.200	-0%	-9
Invest. Operacional (R\$M)	120	142	-16%	-22
Rede de Distribuição ('000 Km)	90	89	1%	+1

O EBITDA da distribuição subiu R\$385M, já que o 1S14 foi penalizado por R\$340M de desvios tarifários negativos. Desde Dez-14 que os desvios tarifários são reconhecidos ao nível da margem bruta. Ajustado por este efeito, o EBITDA da distribuição crescerá 12% vs. 1S14 (+R45m), suportado por maiores receitas reguladas, reflexo dos reajustamentos tarifários anuais nas nossas distribuidoras.

No final de 2014, uma alteração do enquadramento legal possibilitou o reconhecimento dos recebimentos futuros da actividade regulada ao nível da margem bruta. Assim, a margem bruta no 1S15 reflecte as receitas reguladas do período, não tendo sido impactada pela variação dos activos da actividade regulada a receber no futuro. As **receitas reguladas** subiram 8% (+R\$56M) para R\$777M no 1S15, reflectindo essencialmente os reajustamentos tarifários anuais na Escelsa (+26,54% em Ago-14) e na Bandeirante (+22,34% em Out-14). Os recebimentos futuros da actividade regulada também beneficiaram: i) das chamadas “bandeiras tarifárias”, um mecanismo introduzido em Jan-15 no sentido de sensibilizar os consumidores para os elevados custos da electricidade (Jan/Fev-15: bandeira vermelha de R\$3 por 100kWh; Mar a Jun-15: bandeira vermelha de R\$5,5 por 100kWh); e ii) da aprovação por parte da ANEEL de aumentos tarifários extraordinários para as nossas distribuidoras, aplicáveis a partir do dia 2 de Março de 2015 (Escelsa: +33,27% e Bandeirante: +32,18%).

A Jun-15, os **recebimentos futuros da actividade regulada** totalizaram R\$699M (vs. R\$602M a Dez-14). No 1S15, foi criado um desvio tarifário negativo de R\$470M, essencialmente relacionado com custos de energia superiores aos incorporados nas tarifas, que foi parcialmente compensado por R\$203M de contribuições da CCEE (Conta ACR) relativas aos desvios dos meses de Nov/Dez-14; adicionalmente, foram recebidos R\$170M relativos a desvios de anos anteriores. Assim, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro subiu R\$97M vs. Dez-14, para R\$699M a Jun-15, a recuperar através das tarifas nos próximos anos. **Em termos regulatórios**, o retorno sobre a base de activos está fixado em 7,5% (depois de impostos) e as próximas revisões regulatórias ocorrem em Out-15 para a Bandeirante e em Ago-16 para a Escelsa. Em Fev-15, a ANEEL propôs um custo médio de capital de 8,09%, real depois de impostos, a aplicar aos activos de distribuição aquando do 4º ciclo de revisão regulatória.

O **volume de energia vendida** subiu 1% no período, traduzindo +3% nos segmentos ‘residencial, comercial & outros’, justificado sobretudo pela procura nas zonas rurais fruto do tempo seco. Os volumes vendidos ao segmento industrial caíram 6%, reflexo da queda da produção industrial bem como de uma redução no consumo dos sectores dos minerais não-metálicos e químico. Ao mesmo tempo, o **volume de energia distribuída** aos clientes industriais no mercado livre diminuiu 2% para 4,8TWh no 1S15, reflexo do arrefecimento da produção industrial no estado de São Paulo.

Os custos operacionais controláveis subiram 8% no período, para R\$304M no 1S15, devido a um aumento de 3% dos custos com pessoal, reflexo da actualização salarial anual, de um aumento dos custos com indemnizações e de uma redução do número de empregados. Os fornecimentos e serviços externos reflectem maiores despesas com O&M, TI e serviços ao cliente. Os **outros custos operacionais** caíram R\$7M vs. 1S14, traduzindo um actualização positiva do valor actual dos activos fixos, parcialmente mitigada por maiores provisões para clientes cobrança duvidosa. O **investimento operacional** caiu 16% para R\$120M no 1S15, devido à retração do mercado. Numa base recorrente, este investimento destina-se maioritariamente a actividades de serviço ao cliente e ao reforço da qualidade do serviço na rede.

Em 2014, as distribuidoras do **sector eléctrico** depararam-se com custos recorde de compra de electricidade devido a posições involuntárias de subcontratação num contexto de elevados preços de mercado. Em Abr-14, a CCEE criou a “Conta-ACR” (Conta no Ambiente de Contratação Regulada) para ajudar a compensar as distribuidoras pelos elevados custos de energia incorridos – um total de R\$21MM de financiamento foram transferidos para as distribuidoras. A ANEEL tem vindo ainda a repassar alguns destes custos adicionais para os consumidores através dos reajustamentos tarifários anuais. Em Jan-15, foram introduzidas as chamadas “bandeiras tarifárias”, ou tarifas variáveis, a fim de sensibilizar os consumidores para os elevados custos de energia – em Jan/Fev-15, a “bandeira vermelha” foi despoletada, o que se traduziu em +R\$3 por 100kWh, e de Mar a Jun-15, a “bandeira vermelha”, novamente activada, foi aumentada para +R\$5,5 por 100 kWh (~+12% nas tarifas de Baixa Tensão). Adicionalmente, em Fev-15, a ANEEL aprovou vários aumentos tarifários extraordinários aplicáveis a partir do dia 2 de Março de 2015 (Escelsa: +33,27% e Bandeirante: +32,18%). Adicionalmente, para 2015, as distribuidoras diminuíram os níveis de subcontratação involuntária, maioritariamente através do leilão de energia A-1 de Dez-14 (Bandeirante: 112% in 1S15 vs. 99% in 1S14 e Escelsa: 101% in 1S15 vs. 84% in 1S14), o que deverá reduzir o impacto nos custos com energia da baixa pluviosidade e dos elevados preços de mercado. De notar também a trajectória decrescente das perdas não-técnicas em baixa tensão das DisCos: no 1S15, a Bandeirante ficou nos 10,6% (-1,2pp vs. 1T15) e a Escelsa ficou nos 15,3% (-1,5pp vs. 1T15).

(1) Custos operac. líqº = Custos operac. (FSE + Custos com pessoal + Custos com benefícios sociais) + Outros custos operac. (Liq.); (2) Liqº dos impactos do aumento tarifário extraordinário e das bandeiras tarifárias;

(3) Incluindo a actualização monetária; (4) FSE e Custos com pessoal.

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	449	457	-2%	-7
Fornecimentos e serviços externos	34	33	2%	+1
Custos c/ pessoal e benef. aos empregad	28	25	16%	+4
Outros custos operacionais (líquidos)	12	(1)	-	+13
Custos Operacionais Líquidos (1)	74	57	30%	+17
EBITDA	375	399	-6%	-24
Provisões	0	0	11%	+0
Amortizações e imparidades	104	76	36%	+28
EBIT	271	323	-16%	-52

Dados Chave	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	449	457	-2%	-7
Hídrica	360	457	-21%	-97
Receitas contratadas (CAE) e Outros	649	502	29%	+147
Impacto GSF (líqº de coberturas)	(290)	(46)	-533%	-244
Térmica	89	-	-	+89
Receitas contratadas (CAE)	81	-	-	+81
Outros	8	-	-	+8
Capacidade Instalada (MW)	2.517	1.797	40%	+720
Hídrica	1.797	1.797	-	-
Térmica	720	-	-	+720
Capacidade Instalada (MW Equity)	187	360	-48%	-173
Electricidade Vendida (GWh)	4.998	4.130	21%	+868
Contratada (CAE)	4.880	4.015	22%	+865
Hídrica	4.201	4.015	5%	+186
Térmica	679	-	-	+679
Outra	118	114	3%	+3
Preço Médio de Venda Hídrica (R\$/MW)	179	162	10%	+16
Investimento Operacional (R\$ M)	23	25	-6%	-1
Investimento Financeiro (R\$ M)	442	6	-	+437
Empregados (#)	554	293	89%	+261

Detalhe do EBITDA (R\$ M)	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Pecém	77	-	-	+77
Lajeado (73% detidos pela EDPB)	119	159	-25%	-39
Peixe Angical (60% detidos pela EDPB)	116	142	-19%	-27
Outros (100%)	63	98	-35%	-35
EBITDA	375	399	-6%	-24

Comercialização	1S15	1S14	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	52	65	-19%	-12
Custos operacionais líquidos (1) (R\$ M)	5	2	149%	+3
EBITDA (R\$ M)	47	63	-25%	-15
Vendas electricidade (GWh)	5.209	6.330	-18%	-1.121

O EBITDA da actividade de produção no Brasil caiu 6% no período (-R\$24M) para R\$375M no 1S15, reflectindo: i) o baixo GSF (80% no 1S15), e a subsequente necessidade de comprar energia a preços de mercado elevados; que foi mitigado pela ii) alocação sazonal dos volumes vendidos, tendo sido alocada uma porção significativa de volumes ao 1S15 (54% vs. 50% no 1S14); e iii) pela consolidação integral de Pecém I por 45 dias (R\$77M).

A margem bruta hídrica caiu 21% no período (-R\$97M) para R\$360M no 1S15, devido ao baixo GSF – “**Generation Scaling Factor**”, tendo-se este fixado nos 80% no 1S15 (vs. 95% no 1S14). Em períodos de escassez hidrológica, o associado défice de produção implica que os produtores hídricos tenham que adquirir energia em mercado para satisfazer as obrigações contratuais. Apesar da redução dos preços de mercado (PLD médio: R\$385/MWh⁽³⁾ no 1S15 vs. R\$677/MWh⁽³⁾ no 1S14), a fraca hidraulicidade que caracterizou o 1S15, conjugada com o reduzido nível dos reservatórios, resultou num GSF muito baixo. A EDPB conseguiu mitigar o impacto negativo do baixo GSF através de vendas de curto prazo contratadas a preços superiores; no entanto, no seu conjunto, este efeito traduziu-se em +R\$244M de custos com a compra de energia vs. 1S14 (R\$290M em no 1S15 vs. R\$46M no 1S14). Excluindo o impacto do baixo GSF (líquido de coberturas), a margem bruta subiu R\$237M, reflexo de um maior volume de electricidade vendida a preços superiores. De notar que o CAE associado à central hídrica de Peixe Angical (preço médio actual de R\$207/MWh) termina em Jan-16, o que deverá auxiliar na redução da exposição negativa da EDPB ao eventual impacto de um baixo GSF que possa ainda ocorrer em 2016.

Pecém I, após a conclusão da aquisição dos 50% da participação à Eneva, é consolidado integralmente. A margem bruta de Pecém foi de R\$89M para 45 dias de consolidação, dos quais R\$81M resultam de receitas com o PPA da central. A actual estimativa de EBITDA recorrente de Pecém I é de R\$350M a R\$400M (contribuição para o ano todo @100%), prevendo-se um total de ~R\$2,0MM para a dívida líquida a Dez-15. Após a reparação de um dos grupos de geração (no 4T14), ambos os grupos melhoraram o factor de disponibilidade, que alcançou os 88% no 1S15 (vs. 81% no 1S14).

O volume de electricidade vendido subiu 21% para 5,0TWh no 1S15, reflectindo i) a consolidação de Pecém (+676GWh) e ii) a estratégia de sazonalização dos volumes – dado o adverso cenário hídrico, e de forma a manter alguma protecção contra a exposição aos preços de mercado, um elevado volume de electricidade foi alocado ao 1S, numa proporção superior à do 1S14. **O preço médio de venda da energia hídrica** subiu 10%, traduzindo a actualização dos preços contratados à inflação bem como o fecho de contratos bilaterais de curto prazo a preços superiores.

A EDPB opera 2,7GW de capacidade, dos quais 0,2GW correspondem à posição da EDPB em projectos consolidados pelo método de equivalência patrimonial. A capacidade consolidada por equivalência patrimonial refere-se a 50% na central hídrica de Santo António do Jari (373MW em parceria com a CTG). Santo António do Jari está totalmente operacional desde Dez-14. No 1S15, Jari contribuiu com um resultado líquido negativo de R\$20M (50%), reflectindo o impacto negativo do baixo GSF.

O investimento operacional caiu 14% no período para R\$11M no 1S15. De notar que os investimentos nos projectos hídricos de Cachoeira Caldeirão e São Manoel foram classificados como ‘investimentos financeiros’ (consolidação por equivalência patrimonial); no 1S15, os investimentos financeiros totalizaram R\$442M, maioritariamente alocados à aquisição de Pecém (50% por R\$300M), mas também aos trabalhos de construção de Cachoeira Caldeirão. A EDPB participa em 2 novos projectos hídricos, ambos com CAEs de longo prazo: i) Cachoeira Caldeirão, um projecto de 219MW detido em 50% pela EDPB (em parceria com a CTG) e com entrada em operação prevista para Jan-17 (85% concluído); e ii) São Manoel, um projecto de 700MW, detido em 33,3% pela EDPB (em parceria com a CTG e Furnas) – este projecto está em fase inicial de construção, com entrada em operação prevista para Mai-18.

A margem bruta da comercialização de electricidade caiu 19% no período (-R\$12M) para R\$52M no 1S15, reflectindo menores volumes comercializados e um 1S14 muito forte, que beneficiou de preços de mercado superiores e de uma maior volatilidade de preços.



Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1S15 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	387	433	849	688	387	5	2.750
Fornecimentos e serviços externos	28	100	173	133	75	(74)	434
Custos com pessoal	33	35	63	34	53	75	294
Custos com benefícios sociais	0	2	12	5	5	6	30
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	5	114	32	(31)	(247)	(11)	(140)
Custos Operacionais	65	250	280	141	(114)	(4)	619
EBITDA	322	183	569	548	501	10	2.131
Provisões	0	(1)	0	(0)	4	(0)	3
Amortizações e imparidades (1)	78	100	165	255	61	30	689
EBIT	244	84	404	292	435	(20)	1.438

1S14 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	399	511	875	627	287	(1)	2.699
Fornecimentos e serviços externos	32	94	195	120	71	(89)	422
Custos com pessoal	9	26	74	30	56	107	302
Custos com benefícios sociais	0	2	(77)	3	7	(36)	(102)
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	3	77	125	(22)	(112)	18	89
Custos Operacionais	44	199	316	133	21	(1)	712
EBITDA	356	311	559	495	266	(0)	1.986
Provisões	7	1	1	-	5	4	18
Amortizações e imparidades (1)	77	124	168	222	56	32	681
EBIT	272	186	389	272	205	(36)	1.288

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

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T14	2T14	3T14	4T14	1T15	2T15	3T15	4T15	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	4.327	3.692	3.804	4.471	4.135	3.812	-	-	-4%	-8%
Custo com vendas de energia e outros	(2.844)	(2.476)	(2.624)	(2.982)	(2.712)	(2.486)	-	-	5%	8%
Margem Bruta	1.483	1.216	1.180	1.488	1.423	1.327	-	-	-4%	-7%
Fornecimentos e serviços externos	202	220	221	254	207	227	-	-	2%	10%
Custos com pessoal e benefícios sociais	164	37	147	208	161	164	-	-	-2%	2%
Outros custos operacionais (líquidos)	110	(20)	91	92	67	(207)	-	-	-39%	-
Custos Operacionais	476	236	459	554	435	184	-	-	-9%	-58%
EBITDA	1.007	980	721	935	988	1.143	-	-	-2%	16%
Provisões	7	11	4	31	1	3	-	-	-92%	416%
Amortizações e imparidades do exercício (1)	324	357	334	383	337	353	-	-	4%	5%
EBIT	676	612	384	521	651	788	-	-	-4%	21%
Resultados financeiros	(147)	(98)	(208)	(118)	(208)	(156)	-	-	-42%	-
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	12	(4)	17	(10)	(2)	(22)	-	-	-	-
Resultado antes de impostos e CESE	541	510	192	393	441	610	-	-	-18%	-
IRC e Impostos diferidos	180	58	35	37	82	112	-	-	-54%	-
Contribuição Extraordinária para o sector energetico	61	-	-	(0)	61	-	-	-	-1%	-
Resultado líquido do período	299	452	157	356	298	498	-	-	-0%	-
Accionistas da EDP	237	397	132	274	237	350	-	-	-0%	48%
Interesses não controláveis	62	55	25	82	62	148	-	-	-1%	140%

Nota: Os dados trimestrais de 2014 e 2015 estão expressos para reflectir a adopção da IFRIC21.

(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)							
	1S15	1S14	Δ MW	Δ %	1S15	1S14	Δ GWh	Δ %	1T13	2T13	3T13	4T13	1T14	2T14	3T14	4T14
PPA/CMEC (Portugal)	4.470	4470,4	0	0%	7.791	9.102	-1.311	-14%	5.002	4.099	3.622	4.437	4.151	3.639		
Hídrico	3.290	3.290	0	0%	3.063	5.859	-2.796	-48%	3.739	2.120	1.075	2.097	1.903	1.160		
Fio de água	1.056	1.860			1.597	2.494			1.615	879	424	812	938	659		
Albufeira	2.234	2.234			1.466	3.366			2.124	1.241	651	1.285	965	501		
Carvão - Sines	1.180	1.180	0	0%	4.728	3.242	1.486	46%	1.263	1.979	2.546	2.340	2.248	2.480		
Regime Especial (Ex-Eólico)	213	274	-62	-22%	396	626	-230	-37%	414	212	112	260	222	173		
Portugal	188	181	7	4%	327	525	-197	-38%	347	178	82	238	190	138		
Mini-Hídricas	164	157			226	405			278	127	39	186	138	88		
Cogeração	24	24			102	120			69	50	42	52	52	50		
Spain	25	93	-69	-73%	68	101	-33	-33%	67	34	30	21	33	35		
Cogeração+Resíduos	25	93			68	101			67	34	30	21	33	35		
Produção Liberalizada P. Ibérica	7.881	7.777	104	1%	8.747	7.472	1.275	17%	4.186	3.286	3.747	3.844	4.709	4.038		
Hídrico	2.526	2.422	104	4%	3.085	4.341	-1.257	-29%	2.834	1.507	740	1.201	1.910	1.175		
Portugal	2.100	1.996			2.464	3.661			2.399	1.261	673	1.001	1.495	969		
Espanha	426	426			620	681			435	246	67	200	414	206		
Carvão	1.463	1.463	0	0%	4.030	2.383	1.647	69%	862	1.521	2.191	1.840	2.058	1.972		
Aboño I	342	342			588	510			193	317	601	568	524	63		
Aboño II	536	536			1.975	1.483			597	886	992	911	922	1.053		
Soto Ribera II	239	239			548	151			36	115	148	242	190	358		
Soto Ribera III	346	346			920	239			36	203	450	119	422	497		
CCGT	3.736	3.736	0	0%	1.086	219	867	397%	158	61	480	464	411	675		
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			188	49			28	21	114	66	54	133		
Lares (2 grupos)	863	863			566	11			8	3	221	46	136	429		
Castejón (2 grupos)	843	843			241	83			66	17	103	182	143	98		
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			92	76			56	20	43	170	77	15		
Nuclear - Trillo	156	156	0	0%	546	529	17	3%	332	197	336	339	331	215		
Gasóleo - Tunes	0	0	0	-	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0		
Eólico (Maior detalhe página 16)	8.172	7.710	462	6%	10.763	10.934	-171	-2%	6.101	4.833	3.382	5.380	5.757	5.006		
Península Ibérica	2.822	2.813			3.533	3.869			2.330	1.539	1.203	1.754	2.004	1.529		
Resto da Europa	1.363	1.307			1.616	1.304			791	513	431	701	916	700		
America do Norte	3.904	3.506			5.520	5.658			2.930	2.727	1.678	2.862	2.792	2.728		
Brasil	84	84			94	103			49	54	70	63	46	49		
Solar	82	52	30	57%	79	31	47	152%	11	20	22	14	29	50		
Brasil (Ex-Eólico)	2.517	1.797	720	40%	3.871	3.991	-120	-3%	2.341	1.650	1.322	1.923	1.624	2.247		
Hídrico	1.797	1.797	0	0%	3.261	3.991	-730	-18%	2.341	1.650	1.322	1.923	1.624	1.638		
Lajeado	903	903			1.657	2.019			1.205	814	528	841	827	829		
Peixe Angical	499	499			1.020	1.125			667	458	540	721	522	497		
Energest	396	396			585	847			469	378	254	361	274	311		
Carvão (Pecém I)	720	0	720	-	610	0	610	-	0	0	0	0	0	610		
TOTAL	23.336	22.082	1255	6%	31.646	32.156	-510	-2%	18.056	14.100	12.207	15.858	16.492	15.154		
Consolidado por Equity	Capacidade Instalada - MW (2)				Produção Electricidade (GWh)				Produção Electricidade (GWh)							
	1S15	1S14	Δ MW	Δ %												
P. Ibérica Reg. Especial (ex-eólico)	46	50	-4	-8%												
EDPR Eólico	886	837	50	6%												
Brasil Hídrica	187	0	187	-												
Brasil Térmica	0	360	-360	-												
TOTAL	1.119	1.247	-128	-10%												

(1) Capacidade Instalada que contribuiu para os proveitos operacionais do período. (2) MW atribuíveis a empresas associadas que são consolidadas pelo método de equivalência patrimonial

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	1S15	1S14	Δ GWh	Δ %
Portugal	22.368	21.904	464	2,1%
Muito Alta Tensão	1.083	1.046	36	3,5%
Alta / Média Tensão	10.435	10.209	226	2,2%
Baixa Tensão	10.851	10.649	202	1,9%
Espanha	4.630	4.621	9	0,2%
Alta / Média Tensão	3.472	3.381	91	2,7%
Baixa Tensão	1.159	1.240	-82	-6,6%
Brasil	13.142	13.205	-63	-0,5%
Clientes Livres	4.813	4.922	-109	-2,2%
Industrial	1.739	1.858	-119	-6,4%
Residencial, Comercial & Outros	6.591	6.426	165	2,6%
TOTAL	40.141	39.731	410	1,0%

Clientes Ligados (mil)	1S15	1S14	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.094	6.076	17,2	0,3%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,2	1,0%
Baixa Tensão Especial	34	34	0,4	1,3%
Baixa Tensão	6.035	6.019	16,5	0,3%
Espanha	659	659	0,2	0,0%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	0,1%
Baixa Tensão	658	658	0,2	0,0%
Brasil	3.209	3.096	113,1	3,7%
Bandeirante	1.755	1.696	59,3	3,5%
Escelsa	1.454	1.400	53,7	3,8%
TOTAL	9.962	9.831	130,4	1,3%

Redes	1S15	1S14	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	334.725	332.326	2.399	0,7%
Portugal	224.498	223.344	1.154	0,5%
Espanha	20.325	20.221	104	0,5%
Brasil	89.901	88.761	1.141	1,3%

Perdas (% da electricidade distribuída)	1S15	1S14	Δ
Portugal (1)	9,7%	10,3%	-0,6 pp
Espanha	4,7%	4,4%	0,3 pp
Brasil			
Bandeirante	8,9%	9,8%	-0,9 pp
Técnicas	5,5%	5,5%	-0,1 pp
Comerciais	3,5%	4,3%	-0,8 pp
Escelsa	13,1%	13,5%	-0,4 pp
Técnicas	7,8%	7,6%	0,2 pp
Comerciais	5,3%	5,9%	-0,6 pp

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	1S15	1S14	Δ GWh	Δ %
Portugal	3.670	3.631	39	1,1%
Baixa pressão	617	588	29	4,9%
Média pressão	3.039	3.028	11	0,3%
GPL	14	15	-1	-6,1%
Espanha	15.756	24.895	-9.140	-36,7%
Baixa pressão	5.991	5.541	451	8,1%
Média pressão	9.764	19.355	-9.590	-49,6%
TOTAL	19.425	28.527	-9.101	-31,9%

Pontos de Abastecimento (mil)	1S15	1S14	Δ Abs.	Δ %
Portugal	323	313	10	3,3%
Baixa pressão	317	307	11	3,5%
Média pressão	1,4	1,3	0,1	4,2%
GPL	4,7	5,2	-0,5	-9,1%
Espanha	913	1.022	-109	-10,7%
Baixa pressão	913	1.022	-109	-10,7%
Média pressão	0,7	0,7	0	-1,8%
TOTAL	1.236,7	1.335,5	-98,8	-7,4%

Redes	1S15	1S14	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	12.398	14.638	-2.241	-15,3%
Portugal	4.705	4.543	163	3,6%
Espanha	7.692	10.096	-2.403	-23,8%

(1) Exclui Muito Alta Tensão

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 2T15

Abr - Pelo quarto ano consecutivo, a EDP Renováveis consolidou a sua posição como uma das 10 melhores empresas para trabalhar em Espanha, continuando a ser a única empresa do sector da energia a integrar esta lista, alcançando a 8ª posição na categoria de empresas com 250 a 500 colaboradores.

Mai - EDP Comercial é líder na satisfação dos clientes de gás e eletricidade (oferta dual), de acordo com o Índice Nacional de Satisfação do Cliente divulgado pela ECSI Portugal que realizou o estudo abrangendo as seguintes quatro categorias no sector da energia: gás natural, eletricidade, dual e gás em garrafa.

Jun - IR Magazine Europe Awards 2015 - a EDP ficou na 5ª posição nas categorias de "Best Overall Investor Relations" e "Best Financial Reporting", e na 2ª posição para "Best in Sector - Utilities". A EDP foi ainda distinguida com o prémio "Best IR by a senior management team (large cap)". A EDP Renováveis foi distinguida com os prémios "Best IR Senior Management Team (small and mid-cap)" e Rui Antunes como "Best IR Officer (small and mid-cap)".

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

	1S15	1S14	Δ %
Índice Sustentab. (a)	95	103	-8%
Comp. Ambiental Peso %	83 33%	107 33%	-22%
Comp. Económica Peso %	103 37%	100 37%	4%
Comp. Social (b) Peso %	98 30%	103 30%	-5%

Este índice de sustentabilidade foi desenvolvido pela EDP e tem por base 33 indicadores de desempenho na área da sustentabilidade.

Métricas Económicas

	1S15	1S14	Δ %
Valor Económico (€M)(1) (a)			
Directo Gerado	8.953	8.774	2%
Distribuído	8.063	7.937	2%
Acumulado	889	837	6%

Métricas Sociais

	1S15	1S14	Δ %
Empregados (b)	11.983	11.884	1%
Formação (horas)	168.848	205.352	-18%
Acidentes em Serviço	25	17	47%
Ind. Gravidade (Tg)	96	123	-22%
Ind. Frequência (Tf)	2,3	1,6	47%
Ind. Freq. EDP+PSE (Tf)(c)	3,2	3,9	-17%

Métricas Ambientais

	1S15	1S14	Δ %
Emissões Atmosféricas (mt)			
CO2 (d) e (e)	10.564	6.593	60%
Nox (f)	10,0	5,8	72%
SO2 (f)	8,1	4,9	66%
Partículas (f)	0,426	0,190	124%
Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)			
CO2 (d) e (e)	334,9	205,0	63%
Nox (f)	0,32	0,18	75%
SO2 (f)	0,26	0,15	70%
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1)	10.580	6.606	60%
Emissões indirectas (Âmbito 2)	1.109	1.076	3%
Consumo de Energia Primária (TJ) (e) (g)	107.185	63.031	70%
Potência Líquida Max. Inst. Certificada (%)	92%	80%	11 p.p.
Utilização de Água (103 m3)	836.843	789.618	6%
Total Resíduos (t)	292.344	109.485	167%
Invest. e Gastos Ambientais (€ mil)	45.019	37.082	21%
Multas e Penalidades Ambientais (€)	31	53	-42%

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (mtCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (h) (GWh)	
	1S15	1S14	1S15	1S14	1S15	1S14
PPA/CMEC	4.296	2.974	0,91	0,92	4.728	3.242
Carvão	4.296	2.974	0,91	0,92	4.728	3.242
Fuel Oil & Gás Natural	-	-	-	-	-	(0)
Produção Liberalizada	6.030	3.399	1,05	1,31	5.726	2.602
Carvão	5.575	3.288	1,20	1,38	4.640	2.383
CCGT	454	111	0,42	0,51	1.086	219
Regime Especial	238	221	0,39	0,29	617	763
Produção Térmica	10.564	6.593	0,95	1,00	11.070	6.607
Produção Livre de Emissões de CO2					20.477	25.562
Total Emissões de CO2			0,33	0,20	31.547	32.169

(a) Com a adopção da IFRIC21 - Taxas, as demonstrações financeiras de 1S14 agora apresentadas estão re-expressas para efeitos de comparação.

(b) Incluindo órgãos sociais executivos;

(c) PSE: Prestadores de Serviços Externos;

(d) Não inclui a frota automóvel e consumo e perdas de gás natural;

(e) O resultado relativo a 2015 significativamente diferente face ao período hómologo devido à aquisição dos Grupo 1 e 2 da Central de Pécém (Brasil);

(f) Não inclui informação da central de Pécém por indisponibilidade de dados;

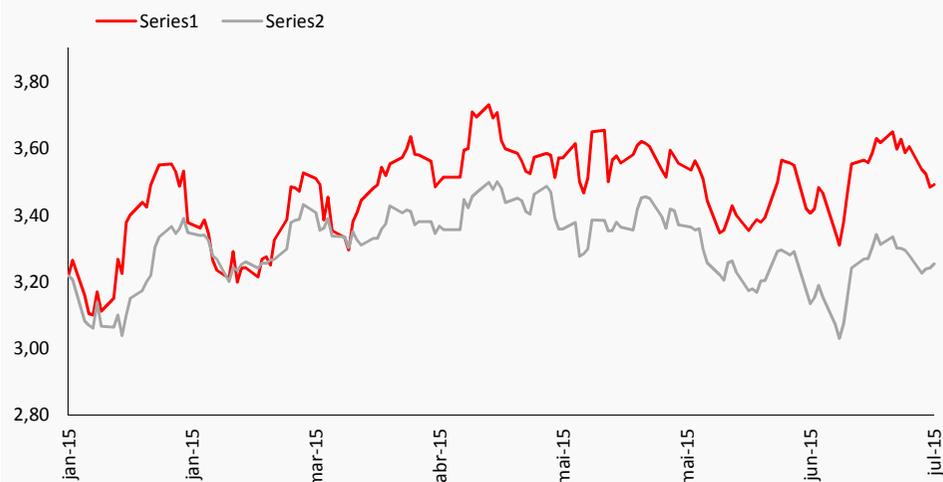
(g) Incluindo frota automóvel;

(h) Inclui vapor (2014: 542 GWh vs 2015: 447 GWh).

(1) Valor Económico Produzido (VEP): Volume de negócios + Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas + Outros proveitos operacionais + Outros proveitos financeiros

Valor Económico Distribuído (VED): Custo com vendas de energia e outros + Custos operacionais + Outros custos operacionais + Custos Financeiros + Imposto corrente + Dividendos pagos Valor Económico Acumulado: VEP - VED.

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



Principais Eventos EDP

- 19-Jan:** Fitch mantém rating da EDP em “BBB-” e outlook em estável
- 23-Jan:** Senfora comunica transacção intra-grupo na participação qualificada na EDP
- 30-Jan:** Standard & Poors mantém rating da EDP em ‘BB+’ e revê outlook para positivo
- 30-Feb:** Conclusão da venda de activos de distribuição de gás em Múrcia à Redexis
- 3-Mar:** José de Mello comunica redução de participação qualificada
- 13-Feb:** Moody’s sobe rating da EDP para “Baa3” com outlook estável
- 27-Feb:** ANEEL aprova revisões tarifárias extraordinárias EDP Bandeirante (de 32,18%) e EDP Escelsa (33,27%)
- 27-Feb:** EDP contrata empréstimo de 2.000M€
- 18-Mar:** EDP anuncia que encaixará 500M€ pela securitização de défice tarifário de electricidade em Portugal
- 13-Abr:** Qatar comunica transacção intra-grupo na participação qualificada na EDP
- 13-Abr:** Blackrock comunica a sua participação qualificada na EDP
- 16-Abr:** EDP emite obrigações no montante de 750M€ com vencimento em abril de 2025
- 21-Abr:** Assembleia Geral Anual da EDP
- 24-Abr:** Blackrock comunica a sua participação qualificada na EDP
- 11-Mai:** Barclays comunica a sua participação qualificada na EDP
- 14-Mai:** Pagamento de um dividendo bruto de €0,185 por acção relativo ao exercício de 2014
- 15-Mai:** EDP Brasil conclui a compra da participação da ENEVA na central de Pecém I
- 15-Mai:** Capital Group comunica a sua participação qualificada na EDP
- 18-Mai:** EDP vende 186 milhões de euros do défice tarifário em Portugal
- 18-Mai:** JP Morgan comunica a sua participação qualificada na EDP
- 19-Mai:** EDPR conclui venda à CTG de participações minoritárias em parques eólicos no brasil
- 20-Mai:** Capital Income Builder comunica a sua participação qualificada na EDP
- 21-Mai:** Barclays comunica redução de participação qualificada
- 25-Mai:** JP Morgan comunica redução de participação qualificada
- 22-Jun:** EDPR analisa programa complementar de rotação de activos
- 15-Jul:** EDP Brasil anuncia venda de duas centrais mini-hídricas no Mato Grosso do Sul

EDP em Bolsa	YTD	52W	2014
		30-07-2015	

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	3,491	3,491	3,218
Max	3,749	3,749	3,749
Min	3,073	3,036	2,620
Média	3,466	3,426	3,286

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	3.610	5.458	4.896
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	24	21	19
Volume Transaccionado (milhões de acções)	1.042	1.593	1.490
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,9	6,1	5,7

Dados Accções EDP	1S15	1S14	Δ %
Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	21,8	23,2	-5,8%

Direcção de Relação com Investidores

Miguel Viana, Director
 Sónia Pimpão
 Elisabete Ferreira
 João Machado
 Maria João Matias
 Noélia Rocha

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