



1T14

Resultados

Lisboa, 13 de Maio de 2014

Conteúdo

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

Demonstração Resultados (€ M)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.483	1.507	-2%	-24
Fornecimentos e serviços externos	202	212	-5%	-10
Custos com pessoal, benef. aos empregados	164	170	-3%	-6
Outros custos operacionais (líquidos)	86	39	121%	+47
Custos Operacionais Líquidos (1)	453	421	8%	+32
EBITDA	1.030	1.086	-5%	-56
Provisões	7	9	-27%	-3
Amortizações e imparidades exercício (2)	324	344	-6%	-20
EBIT	699	733	-5%	-33
Resultado da alien. de act. financeiros	(0)	0	-	-0
Resultados financeiros	(147)	(154)	4%	+7
Equiv. Patrimón. em joint ventures/assoc.	12	(12)	-	+23
Resultado antes de impostos	564	567	-1%	-3
IRC e Impostos diferidos	186	159	17%	+27
Contribuição extraord. sector energético	15	-	-	+15
Resultado líquido do período	364	408	-11%	-45
Accionistas da EDP	296	335	-12%	-39
Interesses não controláveis	68	74	-8%	-6

Devido à adopção das normas IFRS 10 e 11, os dados relativos a 2013 presentes neste documento foram reexpressos para efeitos comparativos. As participações em joint ventures, anteriormente consolidadas pelo método proporcional, são de 2014 em diante consolidadas pelo método da equivalência patrimonial.

O EBITDA do Grupo EDP decresceu 5% vs. 1T13, para €1.030M no 1T14. Excluindo o ganho não recorrente de €56M registado no 1T13 relativo à venda dos activos de transporte de gás em Espanha, o EBITDA permaneceria estável. **O EBITDA das operações Ibéricas** (excluindo a EDPR) subiu 4% no 1T14, vs. 1T13, suportado por: i) um aumento da produção hídrica; ii) uma gestão adequada do risco nos mercados energéticos, tirando partido da queda do preço no mercado grossista e da baixa procura por gás; iii) um acréscimo do volume de electricidade comercializado a clientes finais; e iv) um apertado controlo de custos, que permitiu que os custos operacionais⁽¹⁾ nas operações Ibéricas caíssem 1% no 1T14. Por sua vez, as nossas CCGT mantiveram um desempenho insuficiente, penalizadas pela baixa procura térmica e por uma remuneração desadequada; e os impactos regulatório na Ibéria retiraram €29M ao EBITDA do 1T14. A contribuição das subsidiárias internacionais no 1T14 foi mais baixa vs. 1T13, essencialmente penalizada por impactos cambiais (-€33M devido a uma depreciação de 19% do BRL e de 4% no USD, ambos vs. Euro) e regulatórios. A **EDP Brasil**, 'EDPB' (EBITDA -29%, ou -€51M), foi afectada por: (i) -€29M decorrente da depreciação do BRL vs. Euro, (ii) menor retribuição dos activos regulados da Escelsa, fruto da revisão tarifária de Ago-13; e (iii) custos de fornecimento de electricidade mais altos, resultantes de um cenário hídrico adverso. A **EDP Renováveis**, 'EDPR' (EBITDA -9%, ou -€28M), ainda que penalizada por alterações regulatórias em Espanha (-€18M), evolução cambial (-€5M) e por €14M de ganho não recorrente no 1T13; teve uma contribuição positiva dos investimentos em nova capacidade eólica fora da P. Ibérica, bem como excepcionais recursos eólicos no 1T14 na P. Ibérica.

Os custos operacionais⁽⁴⁾ do Grupo EDP caíram 4%, para €366M no 1T14, dando continuidade à execução bem sucedida do programa de eficiência corporativa OPEX III (as metas deste programa foram antecipadas de 2015 para 2014) e por um corte de 1% no número de empregados, essencialmente suportado por pré-reformas em Portugal. **Os outros custos operacionais líquidos** aumentaram €47M no 1T14, para €86M, fruto da referida mais-valia de €56M no 1T13; e de menores impostos à geração em Espanha (-€6M vs. 1T13, para €26M no 1T14), resultado de menores volumes produzidos e de menores preços.

Dados-chave Operacionais	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12.047	12.107	-0,5%	-60
Capacidade instalada (MW)	22.079	21.920	1%	+159

O EBIT caiu 5% no 1T14, para €699M, reflectindo um EBITDA ligeiramente mais baixo. As amortizações e depreciações líquidas reflectem menores imparidades na EDPR (€7M no 1T13), a extensão da vida útil das nossas centrais CCGT e de algumas centrais a carvão no 4T13. Os **resultados financeiros**, que melhoraram €7M (vs. 1T13), para -€147M no 1T14, reflectem um acréscimo em 40 p.b. no custo médio da dívida, para 4,6% no 1T14, e uma redução de €0,6MM na dívida líquida média. Os **resultados em empresas associadas** ascenderam a €12M no 1T14, com a maior parte a advir da participação de 40% na ENEOP em Portugal. Os **impostos** ascenderam a €186M (taxa efectiva de 33% no 1T14). Adicionalmente, e de acordo com o definido no Orçamento de Estado de Portugal para 2014, a EDP contribuiu com €15M para a **contribuição extraordinária a aplicar ao sector energético** em Portugal. Os **interesses não controláveis** caíram 8%, para €68M no 1T14, reflectindo o decréscimo de resultados líquidos da EDP Brasil. **O resultado líquido da EDP fixou-se nos €296M no 1T14, 12% abaixo do 1T13 (-39M) devido ao ganho não recorrente de €56M obtido no 1T13.**

Dados-chave Financeiros (€ M)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
FFO	717	740	-3%	-23
Investimento operacional	278	228	22%	+50
Manutenção	116	116	-0%	-0
Expansão	162	112	45%	+50
Investimento Líquidos (5)	245	274	-11%	-29

O Investimento líquido⁽⁵⁾ diminuiu 11% no período para €245M no 1T14. O **investimento operacional consolidado** totalizou €278M, o que representa um aumento de 22% vs. 1T13, ou uma queda de 10% se desconsiderados os subsídios ao investimento recebidos pela EDPR (1T13: €91M relativos a um parque eólico nos EUA instalado no 4T12; 1T14: €10M relativos a um parque eólico na Polónia). O investimento de expansão totalizou €162M no 1T14, fruto do investimento em nova capacidade hídrica e eólica.

Dados-chave da Posição Financeira (€ M)	Mar-14	Dez-13	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.803	8.446	4%	+357
Dívida líquida	17.104	17.083	0%	+21
Receb. futuros da actividade regulada (4)	3.003	2.747	9%	+255
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,1x	4,7x	-	-0,6x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	3,4x	4,0x	-	-0,5x

A **dívida líquida** atingiu €17,1MM a Mar-13, em linha com o valor de Dez-13 e reflectindo: i) -€0,6MM de contributo de FFO e investimento em manutenção; ii) +€0,2MM de capex de expansão, líquido de investimento em fundo de maneo com fornecedores de imobilizado e de desinvestimentos líquidos; e iii) +€0,4MM resultante de aumento de activos regulatórios (+€0,3MM) e do reconhecimento de cerca de €0,1MM relativos a contribuições da CDE/CCEE, a receber apenas no 2T14. Sublinhe-se que, embora a EDP tenha vendido direitos de recebimento de défice tarifário em Portugal, pelo total de €0,9MM no 1T14, o encaixe do último bloco (€750M vendidos a 26 de Março) ocorreu apenas no 2T14. A **posição de liquidez financeira (caixa e de linhas de crédito disponíveis)** do Grupo EDP a Mar-14 ascendia a €4,0MM. A este volume de liquidez acresce a liquidez resultante da emissão de obrigações no valor de €650M bem como os €750M relativos à securitização do défice tarifário portuguesa recebidos em Abr-14, perfazendo um total de €5,4MM. Esta posição cobre as necessidades de refinanciamento da EDP até ao final de 2015.

A 12-Mai-14, os accionistas da EDP aprovaram a distribuição aos accionistas de um dividendo por acção de €0,185 (estável face ao ano anterior), num total de €676M, a pagar a 29 de Maio (ex-dividend a 26 de Maio).

(1) Custos Operac. Líqº = Custos Operac. (FSEs + Custos Pessoal + Custos Benef. Sociais) + Outros Custos Operac. (Líqº); (2) Deprec. e amortizações líqº de compensação de amort. de activos subsidiados; (3) Líqº dos recebimentos futuros relacionados a act. regulada; (4) Brasil: os recebimentos futuros da actividade regulada não estão contabilizados na Posição Financeira do Grupo; (5) Invest. Líquidos definidos na nota (5) da página 5 deste documento.

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.	1T13	2T13(1)	3T13(1)	4T13(1)	1T14	2T14	3T14	4T14	1T14 YoY		1T14 QoQ	
													Δ %	Δ Abs.	Δ %	Δ Abs.
Produção Contratada LP	176	194	-9%	-18	194	179	171	182	176	-	-	-	-9%	-18	-4%	-7
Actividades Liberalizadas	192	111	73%	+81	111	123	46	70	192	-	-	-	73%	81	176%	122
Redes Reguladas P. Ibérica	245	290	-15%	-45	290	233	250	251	245	-	-	-	-15%	-45	-2%	-6
Eólico e Solar	289	317	-9%	-28	317	243	148	239	289	-	-	-	-9%	-28	21%	50
Brasil	127	177	-29%	-51	177	95	225	85	127	-	-	-	-29%	-51	49%	42
Outros	2	(3)	-	+5	(3)	(2)	2	(9)	2	-	-	-	-	5	-	11
Consolidado	1.030	1.086	-5,1%	-56	1.086	871	842	818	1.030	-	-	-	-5%	-56	-5%	-56

O EBITDA consolidado recuou 5% (-€56M), para €1.030M no 1T14, influenciado pelo impacto cambial adverso (-€33M essencialmente resultante da depreciação do USD e BRL face ao Euro, em 19% e 4%, respectivamente) e pelo ganho não recorrente no valor de €56M no 1T13 decorrente da mais valia obtida na venda do activo de transmissão de gás em Espanha (Redes Reguladas). Ajustado destes efeitos, o EBITDA seria 3% mais alto vs. 1T13 impulsionado pelas Actividades Liberalizadas (+€81M), que beneficiaram de recursos hídricos particularmente fortes e do e de maior contributo de resultados no mercado grossista decorrente de uma gestão da volatilidade nos mercados energéticos bem sucedida. Em termos regulatórios, o crescimento do EBITDA foi penalizado por um impacto adicional na P. Ibérica: €18M na EDPR, €9M nas actividades liberalizadas e €2M nas Redes Reguladas.

PRODUÇÃO CONTRATADA DE LONGO PRAZO NA P. IBÉRICA (17% do EBITDA) - O EBITDA caiu 9% para €176M no 1T14, influenciado pela transferência de 3 centrais hídricas para o mercado liberalizado, após o fim dos respectivos PPAs (margem bruta no 1T13: €14M), e pela interrupção da produção em várias centrais em regime especial: os termos regulatórios propostos para a remuneração destas centrais tornam a operação não rentável. Por seu turno, e tal como no 1T13, a produção mini-hídrica foi anormalmente elevada no 1T14 (+4% face ao homólogo) suportada por recursos hídricos ainda mais fortes.

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA (19% do EBITDA) - O EBITDA subiu €81M no 1T14 (vs. 1T13), para €192M, suportado por uma margem bruta na electricidade €64M mais alta, por uma subida de €26M na margem bruta na comercialização e trading de gás e por um apertado controlo de custos. A performance no negócio de electricidade foi suportada por: (i) custo médio de abastecimento 33% mais baixo, decorrente do maior peso da produção hídrica no mix de geração (67% no 1T14 vs. 44% no 1T13); (ii) crescimento na actividade de comercialização; e (iii) resultados superiores no mercado grossista decorrente de uma gestão da volatilidade nos mercados energéticos bem sucedida.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA (24% do EBITDA) - O EBITDA desceu 15% (-€45M) vs. 1T13, para €245M no 1T14, reflexo do impacto não recorrente positivo no 1T13 da mais valia obtida na venda de activos de transmissão de gás em Espanha (+€56M no 1T13). Excluindo este impacto, o EBITDA cresceu 5% no período (+€11M). A performance do EBITDA das redes reguladas na Ibéria foi principalmente impulsionado por um rigoroso controlo de custos focado na eficiência do OPEX. Nas actividades de distribuição de electricidade e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal (66% do EBITDA), os proveitos permitidos: (i) recuaram 1% (-€3M) no 1T14, na medida em que o impacto da subida do volume distribuído foi mais que compensado por uma queda na taxa de retorno (de 8,56% no 1T13 para 8,37% no 1T14) e pelo impacto negativo do ajustamento anual de proveitos por 'Deflator PIB-X'; (ii) caíram 10% (-€2M) no CUR, reflexo da rápida passagem de clientes para o mercado livre.

ACTIVIDADE EÓLICA E SOLAR (28% do EBITDA) - O EBITDA caiu 9% no período (-€28M) para €289M no 1T14 devido ao impacto negativo da nova regulação em Espanha (-€18M), ao impacto cambial adverso (-€5M) e ao ganho não-recorrente de €14M no 1T13 relativo à reestruturação de um contrato CAE nos EUA. A capacidade instalada subiu 5% no período (+367MW), para 7,8GW em Mar-14. O factor médio de utilização aumentou de 36% no 1T13 para 38% no 1T14, suportado por recursos eólicos mais fortes na P. Ibérica. O preço médio de venda diminuiu 15%, para €56,8/MWh reflectindo as alterações regulatórias em Espanha e um preço médio mais baixo na Roménia. Excluindo itens não-recorrentes, o EBITDA caiu 5% (-€14M), para €289M no 1T14.

BRASIL (12% do EBITDA) - A contribuição da EDPB para o EBITDA do grupo EDP caiu 29% (-€51M) vs. 1T13, para €127M no 1T14, reflectindo uma queda de 12% do EBITDA em moeda local (-R\$58M), para R\$410M no 1T14, e um impacto cambial desfavorável: -€29M decorrente da depreciação do Real Brasileiro em relação ao Euro. O EBITDA da distribuição caiu 12% (-R\$20M), reflexo: (i) da recuperação de um montante significativo de desvios tarifários de anos anteriores, através de contribuições da CDE/CCEE; e (ii) menores proveitos do negócio regulado, penalizados por maiores perdas na rede e um menor retorno nos activos regulados da Escelsa, consequência da revisão tarifária de Ago-13. O EBITDA da geração e comercialização diminuiu 13% (-R\$35M), reflectindo essencialmente menor volume de energia vendido, consequência de uma menor alocação sazonal de volume hídrico ao 1T14 (27% no 1T14 vs. 29% no 1T13).

(1) De notar que o 2T13, 3T13 e 4T13 não estão reexpressos para reflectir a adopção das IFRS10 / IFRS11.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Resultados Abaixo do EBITDA (€ M)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.	1T14	2T14	3T14	4T14	1T14 QoQ (1)	
									Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.030	1.086	-5%	-56	1.030				26%	212
Provisões	7	9	-27%	-3	7				-54%	-8
Amortizações	330	351	-6%	-21	330				-17%	-68
Compensação de amortizações	(6)	(7)	6%	0	(6)				1%	0
EBIT	699	733	-5%	-33	699				70%	288
Juros financeiros líquidos	(216)	(190)	-14%	-26	(216)				4%	10
Custos financeiros capitalizados	41	31	31%	10	41				26%	8
Diferenças de câmbio e derivados	19	13	46%	6	19				-	30
Rendimentos de participações de capital	0	0	-90%	-0	0				-100%	-0
Unwinding c/ responsab. com pensões e actos médicos	(17)	(18)	6%	1	(17)				5%	1
Outros ganhos e perdas financeiros	27	10	-	16	27				-	27
Resultados Financeiros	(147)	(154)	4%	7	(147)				34%	76
Equivalências patrimoniais em joint ventures/associadas	12	(12)	-	23	12				22%	2
Ganhos/(Perdas) Alienação Activos Financeiros	(0)	0	-	-0	(0)				100%	0
Resultados Antes de Impostos	564	567	-1%	-3	564				184%	366
IRC e Impostos Diferidos	186	159	17%	27	186				-	240
<i>Taxa de imposto efectiva (%)</i>	<i>33%</i>	<i>28%</i>	<i>-</i>	<i>4,9 pp</i>	<i>33%</i>				<i>-</i>	<i>60,1 pp</i>
Contribuição Extraordinária do Sector Energetico	15	-	-	15	15				-	15
EDP Renováveis	39	34	16%	5	39				107%	20
Energias do Brasil	27	38	-29%	-11	27				33%	7
Outros	2	2	-14%	-0	2				125%	1
Interesses Minoritários	68	74	-8%	-6	68				70%	28
Resultado Líquido atribuível a accionistas EDP	296	335	-12%	-39	296				39%	83

As **amortizações líquidas** (da compensação pelos activos subsidiados) diminuíram 6% para €324M no 1T14, reflectindo sobretudo: i) a extensão da vida útil desde Nov-13 das nossas centrais CCGT (de 25 para 35 anos), bem como de algumas das nossas centrais a carvão em Espanha; ii) menores amortizações em algumas das nossas centrais em regime especial em Espanha, no seguimento das imparidades registadas no 4T13; e iii) menores perdas por imparidade na EDPR – 1T13 inclui €7M relacionados com projectos em construção.

Os **custos financeiros líquidos** diminuíram 4% (vs. 1T13) para €147M no 1T14. Os **juros financeiros pagos (líquidos)** subiram 14%, reflectindo uma subida do custo médio da dívida, de 4,2% no 1T13 para 4,6% no 1T14, efeito parcialmente compensado por decréscimo de -€0,6MM na dívida líquida média. As **diferenças de câmbio e derivados**, €19M no 1T14, referem-se essencialmente a resultados com coberturas nos mercados energéticos e de “commodities”. Os custos financeiros capitalizados alcançaram os €41M no 1T14, +€10M vs. 1T13, resultado de uma maior dimensão de trabalhos em curso, nomeadamente em projectos hídricos em Portugal. Os **outros ganhos e perdas financeiros**, €27M no 1T14, incluem um ganho de €12M com a venda do défice tarifário realizada em Fev-14.

Os **ganhos e perdas em empresas associadas** totalizaram €12M no 1T14 com as maiores contribuições a resultarem de: i) participação da EDPR com 40% no capital da ENEOP Portugal (€10M no 1T14 vs. €4M no 1T13); ii) algumas participações minoritárias em parques eólicos no EUA (€4M no 1T14); iii) participação com 50% no capital da associada CIDE HC Energia em Espanha (€2M no 1T14); e iv) a nossa participação de 21% na CEM em Macau (€2M no 1T14). Sublinhe-se que a nossa participação de 50% no capital de Pecém I (consolidado por equivalência patrimonial) contribuiu com €-5M no 1T14 (vs. €-24 no 1T13).

O **imposto sobre o rendimento** totalizou €186M no 1T14, materializando um taxa de imposto efectiva de 33% vs. 28% no 1T13. Adicionalmente, e de acordo com o definido no Orçamento de Estado para 2014, a EDP contribuiu com €15M para a contribuição especial cobrada ao sector energético em Portugal. Os **interesses não controláveis** caíram 8% para €68M no 1T14, devido ao decréscimo do resultado líquido da EDPB. O **resultado líquido atribuível a accionistas da EDP** caiu 12% para €296M no 1T14.

De acordo com as declarações do Ministro das Finanças de Portugal, espera-se que a contribuição extraordinária do sector energético a aplicar em 2014 continue a ser aplicada em 2015.

Investimento Operacional



Invest. Operacional (€ M)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.	1T12	2T12	3T12	4T12	1T13	2T13	3T13	4T13
Prod. contratada (P. Ibérica)	3	11	-75%	-8	11	11	15	20	3	-	-	-
Liberalizado (P. Ibérica)	124	139	-11%	-15	139	123	143	126	124	-	-	-
Redes reguladas (P. Ibérica)	70	72	-3%	-2	72	89	85	141	70	-	-	-
Eólico & Solar	44	(53)	-	+97	(53)	65	131	394	44	-	-	-
Brasil (1)	26	53	-50%	-27	53	75	141	113	26	-	-	-
Outros	11	7	64%	+4	7	10	11	14	11	-	-	-
Grupo EDP	278	228	22%	+50	228	373	525	808	278	-	-	-
Expansão	162	112	45%	+50	112	223	368	574	162	-	-	-
Manutenção	116	116	-0%	-0	116	150	157	234	116	-	-	-



Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 1T14	Invest. Acumulado (2)
Hídricas Portugal	1.468	117	1.397
Eólico e Solar (3)	249	26	300
Total	1.717	143	1.697

Principais Investimentos Líquidos (€ M)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Investimentos	5	46	-89%	-41
Perímetro consolidação EDPR	3	22	-86%	-19
Perímetro consolidação EDPB (4)	2	24	-93%	-23
Outros	0	-	-	+0
Desinvestimentos	29	256	-89%	-227
Perímetro consolidação EDPR	1	0	728%	+1
Activos de gás (Espanha)	-	245	-	-245
Activos eólicos (França)	28	-	-	+28
Outros	-	11	-	-11
Total	(24)	(210)	-	+186

Investimento Líquido (€m) (5)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Total	245	274	-11%	-29

O investimento operacional consolidado totalizou €278M, o que representa um aumento de 22% vs. 1T13, ou uma queda de 13% se desconsiderados os €91M recebidos como “cash-grant” pela EDPR em Jan-13 e relativos a um parque eólico nos EUA (instalado no 4T12). O investimento de expansão totalizou €162M no 1T14, fruto do investimento em nova capacidade hídrica e eólica. O investimento de manutenção manteve-se nos €116M no 1T14. O investimento em **capacidade hídrica em construção em Portugal** totalizou €117M no 1T14, alocados à construção/repotenciação de 5 projectos: 253MW com arranque previsto no final de 2014, 963MW com arranque previsto no 3T15 e 252MW com arranque previsto no 2S16. O investimento em **nova capacidade eólica e solar** (EDPR) totalizou €44M, o qual foi maioritariamente alocado a nova capacidade instalada no 1T14 (6MW na Europa) e a capacidade em construção, maioritariamente nos EUA (230MW). No **Brasil**, o investimento totalizou €26M no 1T14, maioritariamente alocado a investimento de manutenção no negócio da distribuição. Em termos do negócio da geração, a EDPB tem 2 projectos hídricos em construção: Jari (373MW com arranque previsto em Jan-15), e Cachoeira-Caldeirão (219MW com arranque previsto em Jan-17). Sublinhe-se contudo que, posteriormente ao acordo da EDPB com a CTG para a venda de 50% da participação em cada um destes empreendimentos, e considerando a consolidação por equivalência patrimonial, os investimentos alocados a estes projectos são agora contabilizados como investimentos financeiros (vs. investimento operacional no 1T13). **Em síntese**, e desconsiderando os novos projectos hídricos no Brasil (activos detidos para venda), a EDP investiu €1,7MM em 1,7GW de nova capacidade em construção.

Os **desinvestimentos financeiros líquidos** totalizaram €24M no 1T14, fruto da venda por parte da EDPR, ao Grupo Axpo, de uma participação de 49% em 100MW de parques eólicos localizados em França (valor total do empreendimento implícito de €126M para 100% dos activos). O investimento financeiro refere-se essencialmente a taxas de sucesso relacionadas com o desenvolvimento da nossa actividade eólica e aos contributos de capital da EDPB para o projecto hídrico de Jari.

Em perspectiva, em Dez-13, no âmbito da parceria estratégica com a CTG, CWE Investment Corporation (“CWEI”), uma subsidiária detida a 100% pela CTG, assinou um Memorando de Entendimento (“MoU”) com a EDPB para a venda de 50% de Jari por R\$490M (R\$81M adicionais de co-investimento esperado) e 50% de Cachoeira Caldeirão (R\$294M de co-investimento esperado) – conclusão da transacção esperada para o 1S14. Na mesma data, a CWEI assinou também um MoU com a EDPR para a venda de uma participação de 49% nos 40% detidos pela EDPR no consórcio ENEOP (534MW eólicos em Portugal) – conclusão da transacção esperada para 2015. Com estas transacções, foi dada visibilidade a cerca de €1MM de investimentos a realizar pela CTG, incluindo a transacção de Jun-13 relativa à EDPR Portugal (€368M). Mais recentemente, em Fev-14, a EDPB acordou com a CWEI a venda de 33,3% do projecto hídrico de São Manoel (700MW atribuídos ao consórcio Terra Nova – 66,7% EDPB e 33,3% Furnas), sendo parte integrante dos €2MM de investimentos a realizar pela CTG (incluindo co-investimento) em energia renovável, no âmbito da parceria existente – a concluir espectavelmente no 2S14.

(1) Excluindo Pecém I (equiv. patrimonial); (2) Investimento acumulado líquido de dívidas a fornecedores; (3) Investimento acumulado inclui capacidade em construção & desenvolvimento; (4) Incluindo Pecém I (equiv. patrimonial); (5) Capex Líqº de Subsídios + Investimentos Financeiros - Desinvestimentos Financeiros relacionados com rotação de activos na EDPR (€38M da venda ao Grupo Axpo, dos quais €28M pelo 'equity' e €10M por suprimentos)

Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Indirecto	1T14	1T13 (1)	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	1.030	1.072	-4%	-41
Imposto corrente	(75)	(115)	35%	+40
Juros financeiros líquidos	(216)	(198)	-9%	-18
Resultados de associadas e dividendos	12	8	44%	+4
Outros ajustamentos	(34)	(26)	-30%	-8
FFO	717	740	-3%	-23
Juros financeiros líquidos	216	198	9%	+18
Resultados e dividendos de associadas	(12)	(8)	-44%	-4
Investimento em fundo de manei	(357)	(102)	-248%	-254
Recebimentos futuros da actividade regulada (2)	(247)	(292)	15%	+44
Outros	(109)	189	-	-299
Fluxo das Actividades Operacionais	565	829	-32%	-263
Investimento operacional de expansão	(162)	(129)	-26%	-33
Investimento operacional em melhorias	(116)	(116)	0%	+0
Var. fundo de manei de fornec. de imobilizado	(105)	(357)	71%	+252
Cash Flow Operacional Líquido	182	227	-	-44
Investimentos/desinvestimentos (líquidos)	24	231	-	-207
Juros financeiros líquidos pagos	(255)	(246)	-3%	-8
Dividendos recebidos	8	0	5894%	+8
Dividendos pagos	(0)	(3)	91%	+3
Receb./.(pagamentos) parceiros institucionais EUA	(12)	(11)	-6%	-1
Variações cambiais	(36)	(182)	80%	+146
Outras variações não operacionais	68	86	-21%	-18
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(21)	100	-	-121

Cash Flow Consolidado (€ M) - Método Directo	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Actividades Operacionais				
Recebimentos de clientes	4.027	3.733	8%	+294
Receb. por securitização dos ajust. tarifários	150	174	-14%	-25
Pagamentos a fornecedores e ao pessoal	(3.305)	(3.096)	-7%	-209
Pagamentos de rendas de concessão e outros	(296)	58	-	-354
Fluxo gerado pelas operações	576	869	-34%	-293
Receb./.(pagamentos) de imposto s/ o rendimento	(11)	(24)	-	+13
Fluxo das Actividades Operacionais	565	845	-33%	-280
Fluxo das Actividades de Investimento	(362)	(470)	23%	+108
Fluxo das Actividades de Financiamento	(686)	(659)	-4%	-27
Varição de caixa e seus equivalentes	(482)	(284)	-70%	-199
Efeito das diferenças de câmbio	11	15	-31%	-5

O FFO caiu 3% vs. o 1T13 (ou -€23M) para €717M no 1T14, reflectindo: i) um decréscimo de €41M no EBITDA; ii) um aumento de €18M dos juros financeiros líquidos, devido a uma subida de 40pb do custo médio da dívida (4,6%) no 1T14, apesar de uma dívida líquida média menor (-€0,6MM); efeitos parcialmente mitigados por iii) um decréscimo de €40M do imposto corrente, explicado sobretudo por menores resultados.

O fluxo das actividades operacionais caiu 32% (ou -€263M) para €565M no 1T14. De notar que os recebimentos futuros da actividade regulada aumentaram €247M no 1T14, reflectindo: i) +€253M das nossas actividades reguladas em Portugal, incluindo -€138M devido às operações de securitização realizadas em Fev-14; e ii) -€5M das nossas actividades em Espanha. Os outros investimentos em fundo de manei, que totalizaram €109M no 1T14, incluem o reconhecimento de cerca de €120M relativos a contribuições da CDE/CCEE a receber pelas nossas distribuidoras no Brasil apenas no 2T14.

O investimento operacional de expansão totalizou €162M no 1T14, traduzindo os trabalhos de 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) totalizaram €24M no 1T14, reflectindo a venda de uma participação de 49% de um parque eólico em França à Axpo Group por parte da EDPR.

Os €36M de impacto negativo na dívida líquida relativo a variações cambiais reflectem essencialmente a apreciação do Real Brasileiro (+4%) face ao Euro, entre Dez-13 e Mar-14.

Em conclusão, a dívida líquida manteve-se nos €17,1MM vs. Dez-13.

Em perspectiva, em Abr-14, a EDP encaixou €750M com a venda de parte do défice tarifário de 2013 em Portugal, ligado à produção em regime especial. Por outro lado, a Assembleia Geral de Accionistas, levada a cabo em 12 de Maio de 2014, aprovou o pagamento de um dividendo total €676M (€0,185/share), em linha com o ano anterior.

(1) O Cash Flow pelo Método Indirecto não está reexpresso para reflectir a adopção das IFRS10 / IFRS11; (2) Excluindo o Brasil, em que os recebimentos futuros da actividade regulada não estão contabilizados na Posição Financeira do Grupo.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Dez. vs. Dez.		
	Mar-14	Dez-13	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	19.478	19.454	23
Activos intangíveis	6.031	6.018	13
Goodwill	3.255	3.253	2
Invest. financeiros e activos para venda, líquido	1.672	1.578	94
Impostos, correntes e diferidos	606	754	-147
Inventários	255	265	-9
Clientes, líquido	2.285	2.281	5
Outros activos, líquido	6.276	5.868	409
Depósitos colaterais	441	439	2
Caixa e equivalentes de caixa	1.685	2.157	-472
Total do Activo	41.985	42.066	-81
Capital Próprio (€ M)	Mar-14	Dez-13	Δ Abs.
Capitais Próprios atribuíveis aos accionistas da EDP	8.803	8.446	357
Interesses não controláveis	3.180	3.082	98
Total do Capital Próprio	11.983	11.528	455
Passivo (€ M)	Mar-14	Dez-13	Δ Abs.
Dívida financeira, da qual:	19.283	19.759	-476
<i>Médio e longo prazo</i>	<i>15.264</i>	<i>15.601</i>	<i>-337</i>
<i>Curto prazo</i>	<i>4.019</i>	<i>4.158</i>	<i>-139</i>
Benefícios aos empregados (detalhe abaixo)	1.914	1.935	-20
Parcerias institucionais, eólico EUA	1.476	1.508	-33
Provisões	389	382	7
Impostos, correntes e diferidos	1.353	1.333	20
Outros passivos, líquido	5.588	5.621	-33
Total do Passivo	30.002	30.538	-536
Total do Capital Próprio e Passivo	41.985	42.066	-81
Benefícios aos Empregados (€ M) (1)	Mar-14	Dez-13	Δ Abs.
Pensões (2)	930	960	-31
Actos médicos e outros	985	974	10
Benefícios aos Empregados	1.914	1.935	-20
Passivo com Investidores Institucionais (€ M)	Mar-14	Dez-13	Δ Abs.
Parcerias Institucionais, Eólico EUA	1.476	1.508	-33
(-) Proveitos diferidos	666	672	-7
Passivo com Investidores Institucionais	810	836	-26
Receb. Futuros da Actividade Regulada (€ M)	Mar-14	Dez-13	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás (3)	2.467	2.045	422
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	207	377	-170
Espanha	259	264	-5
Brasil (4)	69	61	8
Receb. Futuros da Actividade Regulada	3.003	2.747	255

O montante de **activos fixos tangíveis e intangíveis** manteve-se nos €25,5MM em Mar-14 vs. Dez-13, reflectindo: i) +€0,3MM de investimento operacional; ii) -€0,3MM de amortizações. A Mar-14, existiam €3,4MM de imobilizado em curso (13% do total de activos fixos tangíveis e intangíveis), relacionados com investimentos já realizados em redes reguladas, em centrais eléctricas, no desenvolvimento de parques eólicos, em equipamentos ou em direitos de concessão que ainda não estão em operação.

O valor contabilístico dos **investimentos financeiros e activos detidos para venda** totalizava €1,7MM a Mar-14, +€0,1MM vs. Dez-13, traduzindo sobretudo a avaliação por “mark-to-market” de algumas das nossas participações financeiras. Sublinhe-se que nos ‘activos detidos para venda’ inclui-se os projectos hídricos de Jari e Cachoeira Caldeirão, fruto do MoU acordado com a CWEL em Dez-13 para venda de 50% da participação em cada um destes projectos. De notar ainda que os investimentos financeiros incluem as nossas participações financeiras na central do Pecém I (50%), na ENEOP (40%), CEM (21%), REN (3,5%) e BCP (2,0%).

Os **impostos activos e passivos, correntes e diferidos**, caíram €0,2MM vs. Dez-13, na sequência do reconhecimento de responsabilidades com impostos diferidos relacionados com activos regulatórios a receber criados no período. O montante de **outros activos (líquidos)** aumentou €0,4MM vs. Dez-13 para €6,3MM a Mar-14, traduzindo: i) +€0,3MM do valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro em Portugal; e ii) o reconhecimento de €0,1MM relativos a contribuições da CDE/CCEE a receber pelas nossas distribuidoras no Brasil no 2T14.

O montante total de **activos líquidos da actividade regulada a receber no futuro** subiu 0,2MM a Mar-14, vs. Dez-13, reflexo: i) de um aumento de €253M do montante originado em Portugal; ii) uma redução de €5M do montante proveniente de Espanha.

Os **capitais próprios atribuíveis aos accionistas da EDP** subiram €0,4MM vs. Dez-13 para €8,8MM a Mar-14, traduzindo essencialmente €296M de resultado líquido gerado no período. Adicionalmente as diferenças cambiais tiveram um impacto de positivo de €34M no montante de capitais próprios atribuíveis aos accionistas.

O montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões, actos médicos e outros** (bruto, antes de impostos diferidos) caiu €20M vs. Dez-13 para €1,914M a Mar-14, reflectindo o pagamento normal de pensões e despesas com actos médicos no 1T14. O **passivo relativo a parcerias institucionais**, relacionado com as nossas operações eólicas nos EUA, diminuiu €26M vs. Dez-13, para €810M a Mar-14, devido ao recebimento, por parte dos parceiros institucionais, dos benefícios fiscais proporcionados pelos projectos e à depreciação do Dólar Americano em relação ao Euro (-4%). De notar que o referido montante está ajustado de proveitos diferidos, relacionados com os benefícios fiscais já atribuídos aos investidores institucionais e ainda por reconhecer na Demonstração de Resultados.

(1) Bruto, antes de impostos diferidos; (2) Pensões incluem a provisão relativa a custos de programas de reestruturação de RH da EDPD (recuperados na tarifa); (3) Desvios tarifários a serem recuperados/(devolvidos) em anos

subsequentes através das tarifas na distrib. e comerc. de último recurso de electr. e gás em Portugal

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

Dívida Financeira Líquida Consolidada



Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)	Mar-14	Dez-13	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	16.903	17.451	-3%	-548
EDP Produção & Outros	187	149	26%	38
EDP Renováveis	901	842	7%	59
EDP Brasil	985	949	4%	35

Dívida Financeira Nominal	18.976	19.391	-2%	-415
---------------------------	--------	--------	-----	------

Juros da dívida a liquidar	281	359	-22%	-78
"Fair Value"(cobertura dívida)	26	9	190%	17
Derivados associados com dívida (2)	(49)	(76)	35%	27
Depósitos colaterais associados com dívida	(441)	(439)	-1%	-2

Dívida Financeira	18.792	19.244	-2%	-452
-------------------	--------	--------	-----	------

Caixa e Equivalentes	1.685	2.157	-22%	-472
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	1.072	1.618	-34%	-545
EDP Renováveis	363	255	42%	108
EDP Brasil	249	284	-12%	-34
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	4	4	-	0

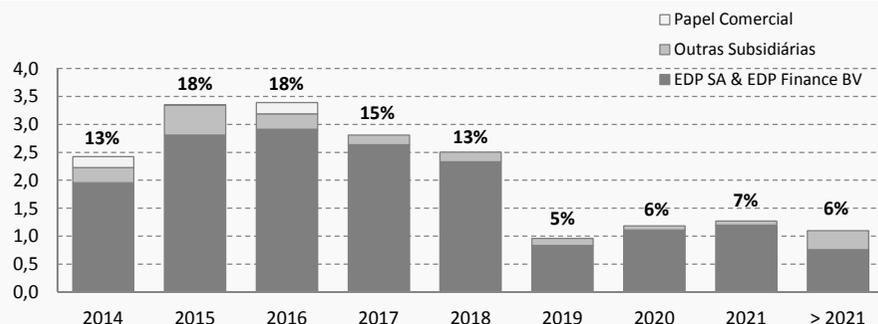
Dívida líquida do Grupo EDP	17.104	17.083	0%	21
-----------------------------	--------	--------	----	----

Linhas de Crédito em Mar-13 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	2.000	21	2.000	Nov-15
Linhas Crédito Domésticas	159	8	159	Renovável
Progr. de P Comer. Tomada Firme	100	1	100	Out-16
Total Credit Lines	2.259		2.259	

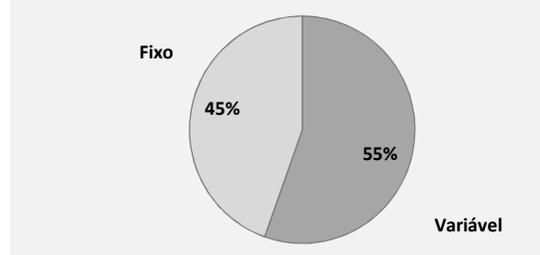
Ratings da Dívida	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BB+/Stab/B	Ba1/Neg/NP	BBB-/RWN/F3
Último Relatório de Rating	28-01-2014	13-11-2013	15-04-2014

Rácios de Dívida	Mar-14	Dez-13
Dívida Líquida / EBITDA	4,1x	4,7x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	3,4x	4,0x

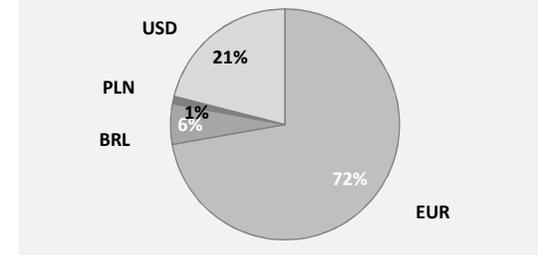
Maturidade da Dívida a Mar-14 (€ M) (1)



Dívida por Tipo de Taxa de Juro - Mar-14 (1)
--



Dívida por Tipo de moeda - Mar-14 (1)



A dívida financeira da EDP é emitida essencialmente ao nível da 'holding' (EDP S.A. e EDP Finance B.V.), através do mercado obrigacionista e de empréstimos bancários. Os investimentos e operações são financiados em moeda local para mitigar o risco cambial. A EDP Brasil autofinancia-se em moeda local e fundamentalmente sem recurso à EDP S.A.. Outros financiamentos externos consistem essencialmente em estruturas de 'project finance', maioritariamente realizadas por subsidiárias da EDP Renováveis ("EDPR"). A dívida em USD é alocada a investimentos eólicos nos EUA, sendo emitida ao nível da holding e emprestada internamente. A estratégia de financiamento da EDP visa manter o acesso a fontes diversificadas e garantir as necessidades de refinanciamento com 12-24 meses de antecedência. A EDP visa uma melhoria constante do fluxo de caixa gerado e dos seus rácios de crédito nos próximos anos. Em Jan-14, a S&P estabeleceu o rating "BB+" da EDP e reviu o 'outlook' para estável, removendo-o de vigilância para revisão negativa. Em Abr-14, a Fitch anunciou a manutenção do rating da EDP sob vigilância negativa, com base na incerteza regulatória em Espanha.

Em Jan-14, a EDP emitiu USD750M em obrigações com vencimento em Jan-2021 e um cupão de 5,25%. Em Fev-14, EDP reembolsou na maturidade €1MM relativos a um programa de obrigações em euros com um cupão de 5.5%, bem como um outro em Francos Suíços no total de CHF230M com um cupão de 3.5%. Em Abr-14, a EDP emitiu €650M de obrigações em euros com vencimento em Abr-19 e cupão de 2.625%

A Mar-14, a maturidade média da dívida era de 3,9 anos. O peso da dívida angariada através dos mercados de capitais alcançou os 60%, enquanto o remanescente foi obtido através de empréstimos bancários. As necessidades de refinanciamento para os meses remanescentes de 2014 totalizam €1,9MM, incluindo: i) um financiamento em modalidade 'revolving' no montante de USD1,5MM que vence em Jun-14; ii) emissões obrigacionistas no montante de €400M que vencem durante o ano. O montante em caixa e linhas de crédito disponíveis totalizava €4,0MM a Mar-14. Esta posição de liquidez, acrescida da emissão obrigacionista de USD650M realizada em Abr-14 e dos €750M recebidos em Abr-14 por força da securitização levada a cabo em Portugal, perfaz um total de €5,4MM, o que permite à EDP cobrir as suas necessidades de refinanciamento até meados de 2015.



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanço Eléctrico (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1T14	1T13	Δ%	1T14	1T13	Δ%	1T14	1T13	Δ%
Hidroeléctrica	6,4	4,6	38%	14,3	10,3	39%	20,8	14,9	39%
Nuclear	-	-	-	15,2	14,9	2%	15,2	14,9	2%
Carvão	1,5	2,3	-34%	4,3	7,0	-39%	5,8	9,3	-38%
CCGT	0,1	0,4	-71%	4,2	6,2	-33%	4,3	6,7	-35%
Fuel/gas/diesel	-	0,0	-	-	-	-	-	0,0	-
Auto-consumo	-	-	-	(1,3)	(1,4)	-9%	(1,3)	(1,4)	-9%
(-) Bombagem	(0,3)	(0,4)	-38%	(2,1)	(2,3)	-10%	(2,3)	(2,7)	-14%
Regime Convencional	7,8	7,0	12%	34,6	34,7	-0%	42,4	41,7	2%
Eólica	4,2	3,8	13%	17,5	17,6	-0%	21,8	21,3	2%
Outras	2,8	2,9	-3%	12,0	14,0	-15%	14,8	16,9	-13%
Regime Especial	7,0	6,6	6%	29,5	31,6	-7%	36,6	38,2	-4%
Importação/(exportação)	(1,9)	(0,8)	153%	(1,0)	(1,7)	-43%	(2,9)	(2,5)	17%
Consumo Referido à Emissão	12,9	12,8	0,7%	63,2	64,6	-2,2%	76,1	77,4	-1,7%
Corrigido temperatura, dias úteis			0,3%			-0,6%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	1T14	1T13	Δ%	1T14	1T13	Δ%	1T14	1T13	Δ%
Procura convencional	10,9	11,3	-3%	77,3	85,0	-9%	88,2	96,3	-8%
Procura para produção eléctrica	0,3	0,9	-64%	10,4	14,1	-26%	10,7	15,0	-29%
Procura Total	11,2	12,2	-8%	87,7	99,1	-12%	98,9	111,3	-11%

A procura de electricidade na P. Ibérica caiu 1,7% no 1T14. Em Espanha (83% do total), consumo referido à emissão caiu 2,2% ou 0,6%, quando ajustado de efeitos temperatura e dias úteis. Em Portugal (17% do total), a procura foi 0,7% superior ao 1T13 (+0,3%, quando ajustada de temperatura e dias úteis), iniciando uma ligeira recuperação do segmento residencial.

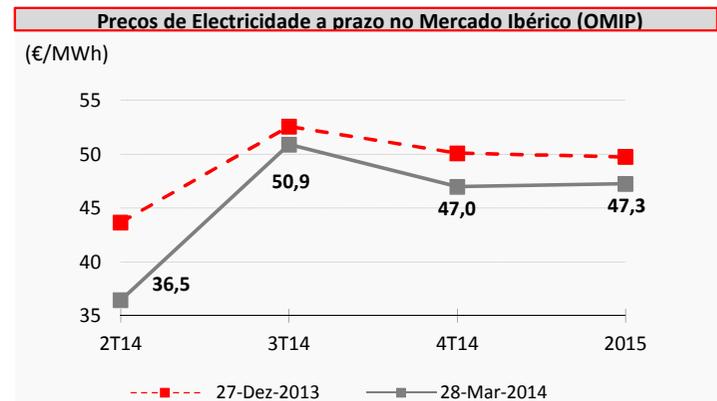
A capacidade instalada na P. Ibérica recuou 1% (-0,9GW), suportada por Espanha. Em Portugal, a capacidade instalada ficou estável, na medida em que a adição de nova capacidade eólica foi compensada pelo encerramento de centrais de cogeração e a fuelóleo. Em Espanha, a redução de capacidade instalada foi suportada pelo encerramento de capacidade a carvão e cogeração; e ainda pelo início de operações de descomissionamento da central nuclear Garoña.

A procura residual térmica no 1T14 foi 37% inferior a 1T13 (-5,9TWh), reflexo de um consumo referido à emissão inferior (-1,3TWh), maior contribuição de produção hídrica líquida de bombagem (+6,2TWh face a 1T13, decorrente de recursos hídricos 40% e 57% acima da média, em Espanha e Portugal, respectivamente) e de um acréscimo de 2,2% na produção nuclear. Por sua vez, a produção em regime especial na P. Ibérica recuou 4% face a 1T13 (-1,6TWh), em resultado da menor produção térmica em Espanha decorrente das alterações regulatórias introduzidas em Jul-13; e ainda de fortes recursos eólicos, em particular em Portugal (40% acima da média). Portugal as exportações líquidas de electricidade para Espanha, em 1,1TWh, como resultado do tempo muito húmido em Portugal. A P. Ibérica aumentou também as exportações para França (em 0,4TWh), beneficiando de preços de electricidade mais altos em França. Como consequência da redução da procura residual térmica, os factores de utilização nas centrais a carvão e CCGT caíram face a 1T13 (-13p.p. nas centrais a carvão, -4p.p. nas CCGT), ainda que as centrais a carvão tenham mantido um nível de funcionamento superior às CCGT (23% vs. 7%).

O preço médio à vista em Espanha caiu 35% no 1T14 face ao 1T13, para €26/MWh (-50% face ao 4T13), ficando €1,4/MWh acima de Portugal como resultado do mix de geração mais barato em Portugal (proporcionado pelo tempo chuvoso e ventoso). O preço médio de CO₂ subiu 27% no 1T14, para €5,9/ton. O preço médio final de electricidade em Espanha fixou-se €15/MWh acima do preço à vista (em linha com o 1T13), reflexo da contribuição de mercado de restrições, serviços de sistema e garantia de potência.

No Mercado de gás da P. Ibérica, o consumo recuou 11% no 1T14, penalizado pela queda no consumo para produção de electricidade (-29% face ao 1T13), decorrente da menor utilização de CCGTs. A procura convencional recuou 8% no 1T14, fruto de uma quebra de 9% em Espanha e de 3% em Portugal.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	1T14	1T13	Δ%
Hídrica	22,1	22,1	-
Nuclear (1)	7,0	7,5	-6%
Carvão	11,7	12,1	-3%
CCGT	28,8	28,8	0%
Fuel/gas/diesel	0,8	1,0	-17%
Regime Convencional	70,4	71,4	-1%
Eólica	27,5	27,0	2%
PRE's (outras)	19,7	20,1	-2%
Regime Especial	47,2	47,1	0%
Total	117,6	118,5	-1%



Factores Chave	1T14	1T13	Δ%
Coef. hidráulica (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,57	1,24	27%
Espanha	1,40	1,23	14%
Coef. eolicidade (1,0 = ano médio)			
Portugal	1,40	1,36	3%
Preço de elect. à vista, €/MWh (2)			
Portugal	24,7	38,2	-35%
Espanha	26,1	40,3	-35%
Preço final elect. à vista, €/MWh (2) (3)			
Espanha	41,3	55,2	-25%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton (2)	5,9	4,6	27%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (2)	78,5	86,4	-9%
Gás NBP, €/MWh (2)	24,8	29,7	-16%
Brent, USD/Barril (2)	108,2	112,6	-4%
EUR/USD (2)	1,37	1,32	4%

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



DR Operacional (€ M)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	216	252	-15%	-37
Receitas no mercado (i)	172	248	-31%	-76
Desvio anual (ii)	77	71	8%	+5
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	(34)	(67)	50%	+34
Custos Directos: CAE/CMEC	39	63	-39%	-25
Carvão	33	47	-30%	-14
Fuel	1	1	138%	+1
CO2 e outros custos (líquidos)	4	15	-73%	-11
Margem Bruta CAE/CMEC	177	189	-6%	-12
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	4	13	-71%	-9
Mini-hídricas	27	26	3%	+1
Margem Bruta Regime Especial	30	39	-21%	-8
Custos Operacionais Líquidos (1)	32	34	-7%	-3
EBITDA	176	194	-9%	-18
Amortizações & provisões líquidas	44	42	4%	+2
EBIT	132	152	-13%	-20
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	1	3	-78%	-2
Empregados (#)	1.198	1.257	-5%	-59

CAE/CMEC: Dados-chave	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,05	1,05	0%	+0,0
Térmica	1,04	1,05	-1%	-0,0
Capacidade Instalada (MW)	4.470	5.274	-15%	-804
Hídrica (3)	3.290	4.094	-	-804
Carvão	1.180	1.180	-	-
Output (GWh)	5.002	5.053	-1%	-51
Hydro	3.739	3.307	-	+432
Coal	1.263	1.747	-28%	-483

Regime Especial: Dados-chave	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	414	554	-25%	-140
Mini-hídricas Portugal	278	268	4%	+10
Térmica em Portugal	69	132	-48%	-63
Térmica em Espanha	67	154	-57%	-88
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	96	97	-1%	-1
Térmica em Portugal (4)	21	20	6%	+1
Térmica em Espanha	51	74	-31%	-23

Investimento Operacional (€M)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	2	10	-77%	-8
Regime Especial	0	1	-47%	-0
Total	3	11	-75%	-8

O EBITDA da produção contratada de L.P. caiu 9% para €176M no 1T14, impactado pela transferência de 3 centrais hídricas para o mercado liberalizado, em função do término dos respectivos PPAs (margem bruta de €14m no 1T13), e pela interrupção da produção em várias centrais em regime especial. Por outro lado, e tal como no 1T13, a produção mini-hídrica foi anormalmente alta no 1T14 (+4% face ao homólogo) suportada por recursos hídricos ainda mais volumosos. Com o fim dos PPA, em Dez-13, das centrais hídricas de Bemposta I, Picote I e Miranda (804MW; geração hídrica em ano médio de 2,5TWh; €24/MWh de preço implícito no PPA), estas centrais passaram a operar em mercado liberalizado desde 1-Jan-2014.

A margem bruta de CAE/CMEC desceu €12M no 1T14, para €177M, como resultado da depreciação da base de activos e da transferência dos 3 activos de geração hídrica para mercado liberalizado (margem bruta de €14M no 1T13).

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €77M no 1T14, sobretudo devido a baixos preços pool. Este montante será recuperado nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso. O desvio nas centrais hídricas ascendeu a €40M, uma vez que a produção mais alta (30% acima da referência do CMEC) foi compensada por um preço médio realizado 57% abaixo da referência do CMEC. Por sua vez, a margem bruta em mercado da central a carvão de Sines ficou €37M abaixo da referência CMEC, fruto de uma produção e margem média unitária inferior à referência do CMEC, em 39% e 16%, respectivamente.

A margem bruta no regime especial baixou €8M, para €30M no 1T14, em função do encerramento de um central de cogeração em Portugal (Energin, 44MW) em Jan-14, bem como pela interrupção da produção na maioria das centrais térmicas em Espanha (74MW, 80% da capacidade total) em Fev-14, já que com os termos remuneratórios propostos e em vigor desde Jul-13 a operação das centrais se torna inviável economicamente. Por sua vez, a margem bruta das centrais mini-hídricas em Portugal foi 3% superior em termos homólogos, consequência de um acréscimo de 4% na produção mini-hídrica em função do cenário hídrico ainda mais favorável que o do 1T13.

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ caíram 7%, para €32M no 1T14, reflexo de redução de 5% vs. 1T13 do número de colaboradores, menores impostos em Espanha (devido a menor produção) e um controlo de custos rigoroso.

As amortizações líquidas e provisões subiram €2M, vs. 1T13, para €44M no 1T14, reflectindo o impacto das alterações regulatórias em Espanha. Em 3-Fev-14, a CNMC divulgou uma proposta de despacho ministerial (subsequente ao RD 9/2013), com as principais variáveis aplicáveis à remuneração das centrais em regime especial.

O investimento operacional na produção contratada de L.P. foi €8M menor no 1T14, cifrando-se nos €3M, largamente explicado por trabalhos pluri-angulares na central de Sines em 2013.

NOTA EXPLICATIVA DOS CAE/CMEC

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

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

- 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 €8M de ganhos realizados no 1T14 e €9M de ganhos no 1T13;

(3) Inclui Aguieira e Raiva (360MW), cuja gestão foi cedida à Iberdrola Generación por um período de 5 anos, a partir de Abr-09. (4) Exclui a Energin, encerrada em Fev-14.

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	291	205	42%	+86
Produção de electricidade	224	177	26%	+46
Portugal	113	52	118%	+61
Espanha	112	124	-9%	-12
Ajustamentos	(2)	1	-	-3
Comercialização de electricidade	40	22	83%	+18
Comercialização de gás	33	7	366%	+26
Ajustamentos	(6)	(1)	407%	-4
Custos Operacionais Líquidos (1)	98	94	5%	+4
EBITDA	192	111	73%	+81
Provisões	1	0	284%	+1
Depreciações e amortizações líquidas	49	57	-15%	-8
EBIT	142	53	166%	+89

O EBITDA das actividades liberalizadas subiu €81M no 1T14, em termos homólogos, para €192M, em função de: (i) contributo da produção hídrica bem mais significativo (peso de 67% no mix de geração no 1T14 vs. 44% em 1T13); (ii) margem bruta de +€26M face a 1T13, resultante da comercialização de gás; (iii) melhoria de volume e margens no negócio de fornecimento de electricidade em Portugal; (iv) resultados mais positivos no mercado grossista decorrente de uma gestão adequada da volatilidade nos mercados energéticos.

Com o término dos PPAs de 3 centrais hídricas em Dez-13, 804MW de capacidade hídrica foram transferidos do portefólio de Produção Contratada L.P. para o portefólio de Produção Liberalizada (1,1TWh no 1T14). Adicionalmente, a produção hídrica quase duplicou em termos comparativos, alavancada por um 1T14 ainda mais húmido (vs. um já chuvoso 1T13). A maior contribuição hídrica justificou um decréscimo de 51% no custo de produção. Em termos regulatórios, o EBITDA do 1T14 foi impactado na Ibéria em €34M (impostos à geração e garantia de potência em Espanha; e o *clawback*, em Portugal).

A margem bruta no negócio de electricidade subiu 32% para €263M no 1T14, suportado por um acréscimo da margem média unitária, de €15,7/MWh no 1T13 para €18,0/MWh no 1T14.

Performance Electricidade	1T14	1T13	Δ%	1T14	1T13	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (2)		
Produção Electricidade (4)	3.950	3.367	17%	13,8	27,9	-51%
Compras de Electricidade	9.306	8.322	12%	33,5	46,8	-28%
Fontes de Electricidade	13.256	11.689	13%	27,9	41,9	-33%
	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (3)		
Perdas na Rede	280	325	-14%	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - retalho	8.831	7.814	13%	56,9	62,0	-8%
Mercado Grossista	4.145	3.550	17%	47,9	61,8	-22%
Destinos de Electricidade	13.256	11.689	13%	52,9	60,2	-12%

Margens ⁽²⁾⁽³⁾: A margem média alcançada melhorou em €/MWh no 1T14, para €18/MWh, sobretudo alavancada por um mix menos oneroso nas origens da electricidade vendida. O custo médio da electricidade vendida desceu 33%, em termos homólogos, fruto do efeito combinado de um custo médio de produção mais baixo (-51%, resultado da maior contribuição hídrica) e de um custo médio de electricidade comprada mais baixo, consequência de preços mercado à vista mais reduzidos. O preço médio da electricidade vendida desceu 12% no 1T14, já que: (i) o preço médio de venda a clientes finais decresceu 8%, em função de mais baixos custos de electricidade e de pressões competitivas; e (ii) o preço médio de venda em mercado grossista desceu 22% (reflectindo a descida dos preços no mercado à vista e menores receitas obtidas em mercados complementares).

Volumes: O volume vendido cresceu 13% para 13TWh no 1T14, reflexo do acréscimo de electricidade vendida a clientes finais (+13%) e no mercado grossista (+17%). A nossa produção satisfaz 45% do total das vendas a clientes finais.

O nosso abastecimento de gás em 2013 baseou-se num portefólio anual de 3,6bcm afecto a contractos de longo prazo, cuja flexibilidade tem sido melhorada através de diversas renegociações de contractos (incluindo redução de limites take-or-pay). Adicionalmente, ao invés de utilizar o volume disponível apenas para a produção de electricidade ou venda a clientes finais no mercado livre, a EDP conseguiu desviar uma parte dos volumes de gás de take-or-pay para os mercados grossistas, onde as condições foram mais atractivas durante trimestre, permitindo uma redução ao efeito do take-or-pay. Assim, o nosso consumo de gás subiu 7% para 11TWh (0,9bcm) no 1Q14, suportado por um o aumento nos volumes vendidos a clientes, que mais que compensou a queda de 49% no consumo de gás nas nossas centrais de ciclo combinado.

A EDP está a adaptar a sua estratégia de coberturas às actuais condições de mercado, fazendo uso da flexibilidade proporcionada pela gestão integrada de operações de electricidade e gás no mercado ibérico. Assim, a EDP favoreceu vendas de gás em mercados grossistas, tendo já assegurado margens para 90% do gás comprometido em 2014. De igual forma a EDP fechou posição para toda a produção a carvão esperada em 2014. Para 2014, a EDP fechou vendas de electricidade a clientes de 29TWh com um preço médio perto de €55/MWh.

Margem Bruta Electricidade (€ M)	1T14	1T13	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	25,0	18,3	37%	+7
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (5)	(7,0)	(2,6)	-172%	-4
Margem Unitária (€/MWh)	18,0	15,7	15%	+2
Volume Total (TWh)	13,3	11,7	13%	+2
Fontes & Destinos Electricidade	239	184	30%	+55
Outros (6)	24	15	62%	+9
Total	263	199	32%	+64
Destinos de Gás (TWh)	1T14	1T13	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	1,0	1,8	-47%	-0,9
Vendido a Clientes Finais - Merc. Livre (7)	10,0	8,5	19%	+1,6
Total	11,0	10,3	7%	+0,7

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais) + Outros custos operac. (Líqu.); (2) Inclui custos com combustíveis, custos com CO2 líquido de licenças gratuitas, resultados de coberturas, custos de sistema; (3) Inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso, serviços de sistema; (4) Líquida de bombagem; (5) Inclui resultados de cobertura de electricidade; (6) Inclui garantia de potência, serviços prestados e outros; (7) Excluindo vendas às nossas unidades de cogeração; Inclui vendas em mercados grossistas.

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1T14	1T13	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	224	177	26%	+46
Portugal	113	52	118%	+61
Espanha	112	124	-9%	-12
Ajustamentos	(2)	1	-	-3
Fornecimentos e serviços externos	19	16	20%	+3
Custos com pessoal	11	13	-13,0%	-2
Custos com benefícios sociais	0	0	-	-
Outros custos operacionais (líq.)	23	29	-21%	-6
Custos Operacionais Líquidos (1)	52	57	-8%	-4
EBITDA	171	121	42%	+51
Provisões	1	0	303%	+1
Deprec. e amortizações líquidas	47	55	-13%	-7
EBIT	123	65	87%	+57
Empregados (#)	629	645	-2%	-16

Dados-chave	1T14	1T13	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	4.157	3.600	15%	+558
CCGT	158	337	-53%	-179
Carvão	862	1.371	-37%	-509
Hidroeléctrica	2.805	1.560	80%	+1.245
Nuclear	332	331	0%	+1
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	13,8	27,9	-51%	-14,1
CCGT	150,3	117,8	28%	+32,5
Carvão	35,9	39,4	-9%	-3,5
Hidroeléctrica	0,4	3,3	-88%	-2,9
Nuclear	4,5	4,3	5%	+0,2
Factores de Utilização (%)				
CCGT	2%	4%	-	-2p.p.
Carvão	27%	43%	-	-16p.p.
Hidroeléctrica	54%	45%	-	9p.p.
Nuclear	99%	98%	-	0p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (3)	1,3	1,8	-28%	-0,5

Investimento Operacional (€ M)	1T14	1T13	Δ%	Δ Abs.
Expansão	118	134	-12%	-15
Manutenção	3	3	24%	+1
Total	121	136	-11%	-15

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

A **produção** (não ajustada de volumes de bombagem) subiu 15% no 1T14, sobretudo devido ao forte aumento na produção hídrica como consequência de maiores recursos hídricos e da passagem a mercado liberalizado, em Jan-14, de 3 centrais hidroeléctricas anteriormente em regime PPA/CMEC. As 3 centrais “fio-de-água”, cujos PPAs terminaram em Dez-13, totalizam uma capacidade de 804MW e geraram 1,1TWh de electricidade no 1T14. A subida na produção hídrica foi parcialmente compensada por menor produção nas centrais a carvão (-0,5TWh) e nas CCGT (-0,2TWh). O **custo médio de produção** desceu 51%, homologamente, para €14/MWh no 1T14, suportado pelo aumento do peso no mix de produção da tecnologia hídrica, mais barata: 67% do total da geração no 1T14 vs. 44% no 1T13.

Carvão: A **produção** caiu 37% no 1T14, afectada pelos fortes recursos hídricos e eólicos na Pen. Ibérica no trimestre. O **factor médio de utilização** caiu 16p.p., para 27% no 1T14, sobretudo para produção em mercado de restrições. No 1T14, a produção a partir de carvão doméstico foi de 36GWh. O **custo médio da produção** decresceu 9%, para €36/MWh, em particular devido a um menor custo do carvão.

CCGTs: A **produção** caiu 53% no 1T14, devido a uma procura residual térmica mais reduzida e uma baixa competitividade do gás vs. carvão, implicando uma descida de 2p.p. no factor médio de utilização, para 2% no 1T14. O **custo médio de produção** atingiu €150/MWh no 1T14, suportado por uma menor diluição dos custos fixos de gás, já que as centrais estiveram mormente paradas.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica aumentou 80% no 1T14, devido ao tempo chuvoso e a capacidade adicional no portfolio (804MW transferido do portfolio de Produção Contratada LP em função do término dos PPAs/CMECs). O **custo médio de produção hídrica** caiu de €3,3/MWh no 1T13 para €0,4/MWh no 1T14, reflectindo um uso menos intensivo da actividade de bombagem, resultado de altos níveis de reservas hídricas. A actividade de bombagem concentrou-se em Alqueva, com um custo médio correspondente a um desconto de c80% face o preço à vista (vs. 40% no 1T13). A nossa participação de 15.5% na produção nuclear da central de Trillo correspondeu a um factor médio de utilização de 99% no 1T14 (+1p.p. em termos homólogos).

Em Out-13 o Governo Português anunciou um 2º pacote de medidas para o sector eléctrico, destinado a eliminar potenciais distorções, quer no mercado de serviços de sistema (ainda sem detalhes) quer nos restantes mercados, por força de diferentes condições de regulação entre Portugal e Espanha. Relativamente a este último, foi publicado o Despacho 12955-A/1Q14 que estabelece uma taxa paga pelos produtores no mercado liberalizado, de Out-13 em diante, cujo montante irá variar de acordo com estudos semestrais realizados pelo regulador e aprovado pelo Governo, para averiguar eventuais distorções. Foi fixada uma taxa provisória de €2/MWh em horas de vazio e €3/MWh em horas de ponta, com um impacto de c€4M no 1T14.

Em Espanha, o RDL9/2013 (Jul-13) definiu: i) corte na garantia de potência de €26/kW para €10/kW, ainda que duplicando o período remanescente de pagamento; e ii) o financiamento da tarifa social por empresas integradas verticalmente. Adicionalmente, e no seguimento destas alterações, um conjunto de legislação ainda em vésio de projecto foi preparado pelo Governo Espanhol, definindo: i) alterações nas regras de remuneração dos serviços de sistema; ii) alterações no mecanismo de incentivo à disponibilidade; e iii) encerramento de capacidade CCGT. Consequentemente, os proventos resultantes da garantia de potência foram €5M inferiores no 1T14 face ao período homólogo. Adicionalmente, os impostos à geração em vigor desde Jan-13 ascenderam a €25M no 1T14, menos €5M que no 1T13, em função de preços inferiores no mercado à vista e menores volumes produzidos.

Os **custos operacionais líq.**⁽¹⁾ decresceram 8% em termos homólogos, para €52M no 1T14, essencialmente suportados por menores impostos na produção em Espanha, resultado de menor produção eléctrica (-€3M face ao 1T13).

As **depreciações e amortizações líq.** caíram €7M, para €47M, impactadas pela extensão, em Nov-13, da vida útil das centrais CCGT de 25 para 35 anos e algumas centrais das nossas centrais a carvão em Espanha.

O **investimento operacional** ascendeu a €121M em 1T14, canalizado para a construção e desenvolvimento de novos projectos hídricos em Portugal. A EDP tem actualmente em construção 5 projectos hídricos (1.468MW): Baixo Sabor e Ribeiradio com arranque previsto no final de 2014, Venda Nova III e Salamonde II no 2S15 e Foz-Tua no 2S16.

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

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

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

Comercialização Liberalizada de Electricidade e Gás no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	Comercialização em Espanha			
	1T14	1T13	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	46	20	127%	+26
Fornecimentos e serviços externos	15	14	6%	+1
Custos com pessoal	3	3	3%	+0
Custos com benefícios sociais	0	0	-34%	-0
Outros custos operacionais (líq.)	8	8	-4%	-0
Custos Operacionais Líquidos (1)	25	25	2%	+1
EBITDA	21	(5)	-	+25
Provisões	(0)	-	-	-0
Depreciações e amortizações líquidas	1	2	-56%	-1
EBIT	20	(6)	-	+26

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. Note-se que o 1T13 foi re-xpresso fruto da aplicação não só da IFRS11, mas também pela reclassificação da nossa plataforma de serviços comerciais Ibéricos partilhados para electricidade e gás: esta actividade foi excluída do segmento das actividades liberalizadas no 1T (1T14 e 2014) e transferido para o nível da Holding ('Outros').

Comercialização de Energia em Espanha

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização em Espanha** subiu €26M vs. 1T13, para €46M no 1T14, suportada por maiores volumes e margens alcançadas nas actividades de comercialização e trading de gás.

O **volume de electricidade** vendido no mercado livre subiu 4% vs. 1T13, para 4,4TWh no 1T13, suportado pela subida de 15% no número de clientes fornecidos, traduzindo a estratégia da EDP de enfoque nos segmentos de clientes mais atractivos. A quota de mercado desceu 1p.p., para 10% no 1T14.

O **volume de gás** vendido subiu 25% para 9,2TWh no 1T14, como resultado do enfoque em oportunidades de trading grossista, bem como de um acréscimo de 4% no número de clientes no período. A quota de mercado recuou 1pp para 5% no 1T14.

No 1T14, **os custos operacionais líquidos** subiram ligeiramente em €1M, fruto de maiores custos operacionais e custos adicionais associados à expansão da carteira.

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). Adicionalmente, os consumidores ainda abrangidos pela tarifa regulada deverão mudar para o mercado livre até ao termo do período transitório, actualmente em curso: até Dez-14 para os consumidores com potência contratada acima de 10,35kVA e até Dez-15 para os clientes com potência contratada abaixo de 10,35kVA. Durante o período transitório, o regulador pode 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 2013 e no 1T14: durante 1T14 o número de clientes no mercado livre subiu para 2,6 milhões, correspondendo a 73% do consumo total.

A **margem bruta das nossas actividades de comercialização em Portugal** subiu €18M vs. 1T13, para €27M no 1T14, suportada por maiores volumes e margens alcançadas nas actividades de comercialização.

O **volume de electricidade** fornecido a clientes EDP no mercado livre em Portugal cresceu 32% no 1T14, para 3,9TWh, suportado pela forte expansão da base de clientes (+73%). A quota de mercado no mercado livre subiu 3p.p. no 1T14, vs. 1T13, para 46%, 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 reduziu 45% para 0,9TWh no 1T14, devido a uma política de contratação de clientes mais selectiva e ao menor consumo no segmento industrial decorrente da perda de dois grandes clientes (central de cogeração) no 3T13 e 1T14. Este impacto foi parcialmente compensado pelo crescimento do segmento residencial livre, no seguimento do processo de liberalização. O forte ritmo de liberalização na comercialização de gás, conjugado com o sucesso da nossa oferta dual (electricidade + gás) junto de clientes residenciais, conduziu a uma subida no número de clientes para 269 mil em Mar-14, correspondendo a um aumento de 153 mil clientes face a Mar-13.

Os **custos operacionais líquidos** subiram €8M no 1T14, para €21M, suportado por FSEs mais altos, designadamente com serviços ao cliente ('call center', facturação, etc), no seguimento do processo de liberalização e do aumento da base de clientes.

DR Operacional (€ M)	Comercialização em Portugal			
	1T14	1T13	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	27	9	213%	+18
Fornecimentos e serviços externos	14	7	106%	+7
Custos com pessoal	3	3	9%	+0
Custos com benefícios sociais	-	0	-	-0
Outros custos operacionais (líq.)	4	4	16%	+1
Custos Operacionais Líquidos (1)	21	13	61%	+8
EBITDA	6	(4)	-	+10
Provisões	-	(0)	-	+0
Depreciações e amortizações líquidas	1	1	10%	+0
EBIT	5	(5)	-	+10

Dados-chave	1T14	1T13	Δ%	Δ Abs.
Comercialização em Espanha				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	4.397	4.244	4%	+152
Quota de Mercado (%)	10%	11%	-8%	-1p.p.
Clientes (mil)	664	577	15%	+87
Electricidade - Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	161	183	-12%	-22
Clientes (mil)	252	269	-6%	-17
Gás - Mercado livre & Último recurso				
Volume Vendido (GWh)	9.173	7.357	25%	1.816
Quota Mercado (%)	5%	6%	-10%	-1p.p.
Clientes (mil)	808	778	4%	+30
Comercialização em Portugal				
Electricidade - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	3.853	2.922	32%	+931
Quota de Mercado (%)	46%	43%	7%	3p.p.
Clientes (mil)	2.257	1.302	73%	+955
Gás em Portugal - Mercado livre				
Volume Vendido (GWh)	868	1.575	-45%	-707
Quota Mercado (%) (2)	8%	15%	-46%	-7p.p.
Clientes (mil)	269	116	131%	+153
Investimento Operacional (€ M)	3	2	38%	+1
Empregados (#)	327	326	0%	+1

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

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

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	345	366	-6%	-21
Forn. e serviços externos	59	59	-1%	-1
Custos com Pessoal	18	18	-2%	-0
Outros custos operac. (líq.)	(21)	(28)	-27%	+8
Custos Operacionais Líq. (1)	56	49	14%	+7
EBITDA	289	317	-9%	-28
Provisões	-	-	-	-
Amortizações líquidas	110	113	-3%	-3
EBIT	179	204	-12%	-25
Result. alienação act. financ.	(0)	-	-	-0
Resultados financeiros	(62)	(64)	-3%	+2
Resultados em associadas	12	8	60%	+5
Resultados Antes de Impostos	128	147	-13%	-19

Opex Performance	1Q14	1Q13	Δ %	Δ Abs.
Opex/MW Médio (€mil) (4)	13,6	14,4	-6%	-1
Empregados (#)	898	865	4%	+33

Dados Gerais	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Capacid. Instalada (MW)	7.762	7.395	5%	+367
Europa	4.173	3.836	9%	+337
América do Norte	3.506	3.476	1%	+30
Brasil	84	84	0%	-
Electric. Produzida (GWh)	6.112	5.542	10%	+570
Europa	3.132	2.764	13%	+368
América do Norte	2.930	2.726	8%	+205
Brasil	49	52	-5%	-3
Factor méd. utilização (%)	38%	36%	Op.p.	+2
Preço méd. venda (€/MWh)	56,8	66,4	-15%	-10
EBITDA (€m)	289	317	-9%	-28
Europa	185	207	-10%	-22
América do Norte	103	113	-9%	-10
Outros e Ajustamentos	1	(2)	-	+3
EBIT (€m)	179	204	-12%	-25
Europa	126	146	-14%	-21
América do Norte	54	62	-13%	-8
Outros e Ajustamentos	(1)	(5)	-76%	+3
Investim. Operac. (€m) (2)	44	(54)	-	+97
Europa	14	24	-41%	-10
América do Norte	28	(78)	-	+106
Brasil	2	0	280%	+1

Dados da Accção	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Cotação no fim do período (€/acção)	4,83	3,77	28%	1
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-	-

Dados Dem. Posição Financeira (€M)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Empréstimos bancários e outros (Líq.)	469	557	-16%	-89
Dívida c/ empresas EDP (Líq.)	2.763	2.941	-6%	-178
Dívida Líquida	3.231	3.498	-8%	-267
Interesses não controláveis	429	328	31%	+101
Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (3)	810	950	-15%	-140
Valor Contabilístico	5.737	5.512	4%	+225
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,38	1,28	-7%	0

Resultados Financeiros (€ M)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(48)	(50)	3%	+2
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(15)	(16)	4%	+1
Custos capitalizados	7	4	55%	+2
Diferenças Cambiais (5)	(3)	(3)	-	+0
Outros	(3)	0	-	-3
Resultados Financeiros	(62)	(64)	3%	+2

A EDP Renováveis (EDPR) detém e opera os activos eólicos e solares do Grupo EDP e analisa e desenvolve projectos para nova capacidade de energia renovável. Os principais mercados onde opera são EUA (36% do EBITDA da EDPR no 1T14) e Espanha (24%). Os restantes mercados incluem Portugal (19%), França, Polónia, Roménia, Bélgica, Itália e Brasil (estes seis representam 21% do EBITDA da EDPR no 1T14).

O **EBITDA da EDPR caiu 9% no período (-€28M) para €289M no 1T14** devido ao impacto negativo da nova regulação em Espanha (-€18M) e ao ganho não-recorrente de €14M no 1T13 relativo à reestruturação de um contrato CAE nos EUA. A capacidade instalada aumentou 5% no período (+367MW) para 7,8GW em Mar-14. O factor médio de utilização aumentou de 36% no 1T13 para 38% no 1T14 suportado por melhores condições eólicas na P. Ibérica e o preço médio de venda diminuiu 14% para €56,8/MWh reflectindo as alterações regulatórias em Espanha e preço mais baixos na Roménia. Excluindo **itens não-recorrentes**, o EBITDA caiu 5% (-€14M) para €289M no 1T14. O impacto cambial no EBITDA foi -€5M no período.

O **EBIT** caiu 12% para €179M no período. As amortizações líquidas incluem em 2013 um montante de -€7M relacionado com imparidades em projectos eólicos em desenvolvimento. Excluindo este impacto, o EBIT ajustado caiu 9% (-€18M).

Os **custos operacionais (FSE + Custos com Pessoal)** diminuíram 1% devido ao controlo de custos e a menos custos relativos a manutenção neste período. A queda dos outros custos operacionais (líquidos) é impactada pela diminuição do imposto de 7% sobre a produção de electricidade em Espanha. Os valores do 1T13 incluem um ganho de €14M da alteração do contrato CAE referida acima.

O **investimento operacional** totalizou €53M devido ao recebimento no 1T14 de um subsídio governamental na Polónia. Os valores do 1T13 incluem o recebimento no 1T13 de um crédito fiscal nos EUA (€91M). A capacidade instalada aumentou 5% (+367MW dos quais 6MW no 1T13) para 7.8GW em Mar-14.

A **dívida líquida da EDPR caiu para €3,2MM a Mar-14** (-€267M vs. Mar-13 e -€37M vs. Dez-13) incluindo o impacto do recebimento dos €38M relativos à venda de interesses não controláveis de parques eólicos em França ao Axpo Group no 1T14. A dívida líquida junto de instituições financeiras, essencialmente relacionada com "project finance" na Polónia, Roménia, Brasil e Espanha, representava 14% da dívida líquida da EDPR a Dez-13. Os **passivos relativos a parcerias institucionais** caíram 15% para €810M a Mar-14, reflexo do recebimento, por parte dos parceiros institucionais, dos benefícios fiscais gerados pelos projectos e pela desvalorização do USD. Os interesses minoritários aumentaram €101M para €429M devido à venda de posições minoritárias em parques eólicos à CTG, Fiera Axium e Axpo Group, como suporte à execução da estratégia de rotação de activos.

Os **resultados financeiros** caíram 3% para -€62M no 1T14, essencialmente suportados por juros líquidos mais baixos, beneficiando de uma dívida média mais baixa (-4% vs. 1T13) e de um custo médio da dívida estável (5,2% em Mar-14). As diferenças cambiais e outros foram negativos, principalmente devido ao resultado de actividades de cobertura relativas a depreciação do Zloty vs. Euro.

Em Mar-14, com a aplicação da IFRS 11, a EDP detém um portfolio de 8,6GW, dos quais 7.762MW são consolidados integralmente e 817MW são consolidados pelo método de equivalência patrimonial (464MW relativos a ENEOP em Portugal, 174MW em Espanha e 179MW nos US).

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Líq.); (2) Inclui investimento da EDPR SA; (3) Líquido de proveitos diferidos; (4) Opex excluindo Outros Proveitos Operacionais; Rácio calculado considerando MW médio em operação; (5) As Diferenças Cambiais também incluem Derivados Cambiais, anteriormente em Outros.

EUA	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	3.476	3.476	0%	-
Factor médio de utilização (%)	39%	36%	7%	3 p.p.
Preço médio de venda (USD/MWh)	48,1	48,2	0%	-0,2
Euro/USD - Taxa média do período	1,37	1,32	-4%	+0,0
CAE/Coberturas				
Capacidade instalada (MW)	2.888	2.907	-1%	-19
Electricidade produzida (GWh)	2.438	2.084	17%	+354
Preço médio de venda (USD/MWh)	51,7	53,4	-3%	-1,7
Mercado				
Capacidade instalada (MW)	587	569	3%	+19
Electricidade Produzida (GWh)	485	642	-24%	-157
Preço médio de venda (USD/MWh)	28,3	31,4	-10%	-3,0
Margem Bruta (USD M)	137	129	6%	+8
Receitas PTC & Outras (USD M)	49	47	5%	+2
Margem Bruta Ajustada (USD M)	187	176	6%	+11
EBITDA (USD M)	140	149	-6%	-9
EBIT (USD M)	73	82	-11%	-9
Inv. Operacional Líquido (USD M)	38	(103)	-	+141
Inv. Operacional Bruto	38	17	119%	+21
"Cash grant" recebido	-	(120)	-	+120
Capacidade em construção (MW)	230	-	-	+230

Nos **EUA**, a capacidade instalada manteve-se estável nos 3.5GW face a Dez-13. A produção aumentou em 8% face ao 1T13, atingindo 2,9TWh impulsionado por fortes recursos eólicos no período.

O **preço médio de venda nos EUA ficou estável nos USD48/MWh no 1T14**, reflectindo o maior peso da produção em CAE/coberturas, o que compensou os baixos preços médios obtidos através de CAE/coberturas e em mercado grossista de electricidade no período. **A margem bruta (incluindo receitas de PTCs) subiu 6% para USD187M no 1T14, enquanto o EBITDA caiu 6% no 1T14** devido ao impacto extraordinário de USD18M relativos à reestruturação do volume de um CAE de 200MW no 1T13 (volumes reduzidos de 100% para 80%).

Durante o 1T14, a EDPR assinou 2 CAEs com duração de 20 anos a serem instaladas em 2016 (200MW Waverly project no Kansas e 50MW no Texas) e um CAE com duração de 15 anos a ser instalado em 2016 (100MW no Texas). **Desde o início de 2013, a EDPR assegurou CAEs no montante de 1.380 MW**, dos quais 250 MW relacionados com projectos actualmente em operação e 1.130 MW relativos a novos projectos a serem instalados a partir de 2014. A Mar-14, a EDPR tinha 200MW em construção nos EUA (parquet eólico Headwaters, comissionamento esperado para Dez-14). Em Fev-14, a EDP iniciou a construção de um parque solar FV de 30MW no Sul da Califórnia (PPA 20 anos), que se espera o comissionamento em 2014.

No final de 2013, entrou em operação o **primeiro parque eólico no Canadá com uma capacidade instalada de 30MW** (tarifa Feed-in por 20 anos), tendo estabelecido uma estrutura contratual de project finance no montante de CAD49M no 1T14 (factor médio de utilização no 1T14 de 34%; preço médio de venda de USD135/MWh).

Em **Espanha**, toda a energia eólica produzida no 1S13 era remunerada de acordo com o regime de tarifa fixa, segundo o modificado RD661/2007 (apos a publicação do RD2/2013). No 2S13, os activos passaram a ser remunerados de acordo com o RDL9/2013, face ao anúncio feito pelo Governo Espanhol em Jul-13, que inclui alterações no sistema de remuneração dos activos renováveis. A proposta de um novo mecanismo de remuneração está disponível para consulta, mas a sua entrada em vigor, ainda está pendente. A nova remuneração foi fixada em 7,4% (yield de obrigações de Espanha a 10 anos + 300 pb) por 20 anos. De acordo com esta proposta, os parques eólicos receberão o preço de mercado e um complemento de capacidade por MW, dependendo do ano de entrada em funcionamento do parque eólico, até completar 20 anos após o comissionamento do parque eólico. O montante do complemento foi €42M no 1T14. Existirão revisões provisórias (a cada 3 anos) para corrigir desvios em relação ao preço de mercado esperado.

O **EBITDA em Espanha caiu 40% para os €65M no 1T14** afectado alterações no enquadramento regulatório introduzido em Jul-13 e cuja aprovação se encontra pendente. As alterações regulatórias tiveram um impacto de €18M no EBITDA no 1T14. O factor médio de utilização melhorou 1pp para 38% no 1T14, enquanto a electricidade gerada subiu 3% para 1,8TWh no 1T14 suportado em fortes recursos eólicos. O preço de venda foi €56,3/MWh no 1T14 reflectindo o preço de mercado de €21/MWh, sendo que a produção standard gerada pelos activos beneficia de um ajustamento regulatório, resultando num preço final de €38/MWh.

Em **Portugal**, a EDPR tem 619MW de capacidade eólica remunerada ao abrigo do 'antigo regime tarifário', com tarifas definidas por 15 anos e indexadas à inflação e às horas anuais de produção. Em Set-12, foi acordada uma extensão deste regime tarifário, ao abrigo da qual a EDPR irá investir anualmente €4M entre 2013 e 2020 para garantir +7 anos de um novo esquema tarifário com preços máximo e mínimo de €98/MWh⁽³⁾ e €74/MWh⁽³⁾, respectivamente, aplicável a partir do 16º ano de operação de cada parque eólico. Ainda em Portugal, a EDPR detém uma participação de 40% no consórcio ENEOP (consolidado por equivalência patrimonial) com licença para construir 1.335MW (534MW atribuíveis à EDPR). Os parques da ENEOP são remunerados ao abrigo de um 'novo regime tarifário', a uma tarifa de c€74/MWh (no 1º ano de operação), também garantida por 15 anos e indexada à inflação. Em Mar-14, a ENEOP tinha 1.160MW em operação (464MW atribuíveis à EDPR). Em Dez-13, a EDPR assinou um memorando de entendimento com a CTG para a venda em 2015 de 49% da participação de 40% que a EDPR detém no consórcio ENEOP.

Em **Portugal, o EBITDA subiu 17% para €56M no 1T14 (+€8M)**. A produção eólica aumentou 14% para 580GWh na sequência do aumento do factor médio de utilização em 5pp para os 43% (coeficiente eólico foi 1,57 no 1T14 vs. 1,124 no 1T13). A tarifa média cresceu 1% para os €109/MWh reflectindo a indexação dos contractos à inflação.

Espanha	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.194	2.194	0%	-
Factor médio de utilização (%)	38%	37%	3%	+1
Electricidade produzida (GWh)	1.750	1.703	3%	+47
Prod. c/capac. complement (GWh)	1.370	-	-	+1.370
Produção Standard (GWh)	982	-	-	+982
Acima/(abaixo) Std. Prod. (GWh)	387	-	-	+387
Prod. s/ complemento cap. (GWh)	380	-	-	+380
Preço de venda (€/MWh)	56,3	84,7	-34%	-28
Total GWh: Preço mercado (€/MWh)	21	-	-	+21
Std. GWh: Pool + Ajust. (€/MWh)	38	-	-	+38
Complemento (€M)	42	-	-	+42
Ganhos/(perdas) de cobertura (€M)	3	-	-	+3
Margem Bruta (€ M) (1)	99	144	-31%	-45
EBITDA (€M) (1)	65	109	-40%	-44
EBIT (€ M) (1)	32	69	-53%	-37
Investimento operacional (€ M)	2	0	5205%	+2
Capacidade em construção (MW)	2	-	-	+2

Portugal	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	621	615	1%	+6
Factor médio de utilização (%)	43%	38%	13%	5 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	580	509	14%	+70
Preço médio de venda (€/MWh)	109,0	108,4	1%	+1
Margem Bruta (€ M)	64	56	15%	+8
EBITDA (€ M)	56	48	17%	+8
EBIT (€ M)	49	41	19%	+8
Investimento operacional (€ M)	2	0	1310%	+2
Capacidade em construção (MW)	-	4	-	-4
ENEOP Capacidade Instalada (MW) (2)	464	390	19%	+74

EDP Renováveis: Resto da Europa & Brasil



Resto da Europa (1)

França, Bélgica & Itália

	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	462	411	13%	+52
Factor médio de utilização (%)	36%	27%	35%	9 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	346	235	47%	+111
Preço médio de venda (€/MWh)	97,6	97,1	1%	+1

Polónia

	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	374	266	41%	+108
Factor médio de utilização (%)	34%	29%	0,199183	6 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	267	117	127%	+149
Preço médio de venda (PLN/MWh)	408	426	-4%	-18
Euro/PLN - Taxa média do período	4,20	4,15	1%	+0,04

Roménia (2)

	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	521	350	49%	+172
Factor médio de utilização (%)	24%	32%	-0,24552	-8 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	190	199	-5%	-9
Preço médio de venda (RON/MWh)	371	624	-40%	-252
Euro/RON - Taxa média do período	4,42	4,39	1%	+0,03

Margem Bruta (€M)

	76	62	23%	+14
--	----	----	-----	-----

EBITDA (€M)

	61	51	19%	+10
--	----	----	-----	-----

EBIT (€M)

	42	38	11%	+4
--	----	----	-----	----

Investimento operacional (€ M)

	10	15	-35%	-5
--	----	----	------	----

Capacidade em construção (MW)

	18	82	-78%	-64
--	----	----	------	-----

Nos mercados europeus fora da P. Ibérica, a margem bruta aumentou 23% para €76M devido ao aumento de 45% da produção para 802GWh no 1T14 na sequência do aumento da capacidade instalada em 32%, ou 359MW, nos últimos 12 meses. O EBITDA aumentou 19% para €61M (-€10M) no 1T14.

Em França, a EDPR tem 322MW em operação (+8MW face ao 1T13). A produção eólica em França é vendida a uma tarifa fixa indexada à inflação e garantida por 15 anos. No 1T14, a tarifa média atingiu os €91/MWh (+1%). No 1T14, a EDPR concluiu a venda ao Grupo Axpo de uma participação accionista de 49% do capital e respectivos empréstimos accionistas referente a um portfólio de parques eólicos com 100 MW de capacidade instalada localizados em França. No 1T14 estavam em construção 12MW em França. Na Bélgica, o nosso parque eólico de 71MW (+14MW face ao 1T13) vende a sua energia através de um CAE (maturidade em Jan-15) a um preço fixo de €112/MWh. Em Itália, a EDPR tem 70MW (+30MW face ao 1T13) de capacidade eólica instalados em Mar-14. O preço médio de venda no 1T14 foi €123/MWh devido a preços mais baixos na nova capacidade em funcionamento.

Na Polónia, a EDPR tem 374MW em operação (+108MW face ao 1T13 dos quais +4MW no 1T14): i) 120MW no parque eólico de Margonin, cuja produção é vendida no mercado grossista e em relação ao qual a EDPR detém um contrato de 15 anos para a venda dos CVs; ii) 70MW no parque eólico de Korsze, cuja produção é vendida através de um CAE de 10 anos e iii) os restantes 184MW, tem a produção a ser vendida ao 'preço do mercado regulado + CV' (preço de mercado regulado em 2014: PLN181,6/MWh). No 1T14, o preço médio de venda caiu 4%, para PLN408/MWh. Em termos regulatórios, um pacote de leis sobre a energia, incluindo uma alteração ao regime de certificados relativos a energias renováveis está a ser proposto pelo Governo Polaco. A Mar-14, a EDPR tinha 6MW em construção na Polónia ('preço de mercado + CV').

Brasil

Capacidade instalada (MW)

	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	84	84	-	-
Factor médio de utilização (%)	27%	29%	-	-1 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	49	52	-5%	-3
Preço médio de venda (R\$/MWh)	341	308	11%	+33
Euro/Real - Taxa média do período	3,24	2,64	-19%	+0,60

Margem Bruta (R\$M)

	16	17	-3%	-0
--	----	----	-----	----

EBITDA (R\$M)

	10	11	-3%	-0
--	----	----	-----	----

EBIT (R\$M)

	6	7	-15%	-1
--	---	---	------	----

Investimento operacional (R\$ M)

	6	1	367%	+5
--	---	---	------	----

Capacidade em construção (MW)

	-	-	-	-
--	---	---	---	---

Na Roménia, a EDPR tem 521MW instalados (+172MW face ao 1T14), dos quais 50MW de solar FV. A produção é vendida a 'preço de mercado + CV'. O preço dos CVs está sujeito a um mínimo e máximo fixados em Euros (mínimo em 2014: €29,3/MWh; máximo em 2013: €59,6/MWh). No 1T14, o preço médio de venda caiu 40% para RON371/MWh (-24% vs. RON490/MWh no 1T14), impactado pelo menor preço dos certificados verdes devido a excesso de oferta no mercado. Em termos regulatórios, a nova Portaria respeita os direitos atribuídos aos investimentos efectuados no sector de energias renováveis, ainda que implicando uma re-calendarização dos fluxos de caixa dos projectos e mantém inalterado os preços de venda máximo e mínimo dos Certificados Verdes ("CV") que serão anualmente actualizados de acordo com a inflação da zona euro (Energia eólica 2 CV por MWh até 2017 e 1 CV a partir de 2018 até perfazer 15 anos; Solar: 6 CV por MWh durante 15 anos).

No Brasil, a EDPR tem 84MW em operação, remunerados através de contratos de longo prazo (20 anos). A EDPR tem actualmente 236MW em desenvolvimento que foram garantidos no leilão A-5 com PPA por um período de 20 anos dos quais 120 MW vão entrar em operação em Janeiro de 2016 com um preço fixado em R\$97/MWh, indexado à taxa de inflação brasileira e 116MW entrarão em operação em Janeiro 2018 com um preço fixado em R\$109/MWh (preços actualizados à taxa de inflação brasileira durante o período do CAE)

Redes Reguladas e Activos/Passivos Regulatórios no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	441	448	-2%	-7
Fornecimentos e serviços externos	93	103	-9%	-9
Custos com pessoal	38	39	-1%	-0
Custos com benefícios sociais	5	6	-16%	-1
Outros custos operacionais (líquidos)	59	11	459%	+48
Custos Operacionais Líquidos (1)	196	158	24%	+38
EBITDA	245	290	-15%	-45
Provisões	(1)	0	-	-1
Amortizações líquidas	83	82	1%	+1
EBIT	163	207	-21%	-44

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

Capex & Opex Performance	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (6)	132	141	-7%	-10
Custos control./cliente (€/cliente)	16,32	17,58	-7%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	499,7	539,8	-7%	-40
Empregados (#)	3.922	4.027	-3%	-105
Investimento Operacional (€ M)	70	71	-3%	-2
Rede de Distribuição (Km)	263	262	1%	+1

O EBITDA das redes reguladas desceu 15% vs. 1T13, para €245M no 1T14. O EBITDA do 1T13 contou com o impacto positivo não recorrente decorrente da venda de activos de transmissão de gás em Espanha (+€56M em Fev-13). Excluindo este impacto, o EBITDA cresceu 5% no período (+€11M). A performance do EBITDA das redes reguladas na Ibéria foi principalmente impulsionado por um rigoroso controlo de custos focado na eficiência do OPEX.

Os custos controláveis recuaram 7% no 1T14, suportados por uma queda de 9% dos fornecimentos e serviços externos devido a menores trabalhos de manutenção e reparação e custos com serviços ao cliente e uma redução do número de colaboradores em 3% vs. 1T13. O investimento operacional caiu €2M face ao 1T13, para €70M no 1T14.

Activos/Passivos Regulatórios (€ M)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Total Activo/(Passivos) Regulat. P. Ibérica	2.933	2.913	1%	+21
Espanha - Déficit Tarifário (4)				
Início do período	264	424	-38%	-160
Défices tarifários anos anteriores (5)	(23)	(100)	77%	+78
Gerado no período	17	-	-	+17
Outros (3)	-	-	-	-
Fim do período	259	324	-20%	-65

Os recebimentos futuros da actividade regulada na P. Ibérica da EDP cresceram €247M, de €2.686M em Dez-13 para €2.933M em Mar-14, reflectindo um aumento de €253M em Portugal e uma queda de €5M em Espanha.

O montante de recebimentos futuros da actividade de distribuição de electricidade, CUR e distribuição de gás em Portugal subiu de €2.045M em Dez-13 para €2.467M em Mar-14, suportado por: (1) -€138M da venda do défice tarifário de 2013, relativo ao sobrecusto com a produção em regime especial; (2) +€383M de défice tarifário ex-ante para 2014 (de acordo com as tarifas definidas pelo regulador para 2014), a recuperar através das tarifas em 2015-2018 e remunerado a uma taxa provisória de 4,82%; (3) -€198M recuperado através das tarifas, relativo a défices e desvios de anos anteriores; e (4) +€346M de desvios tarifários criados no 1T14. Os principais factores geradores de desvio tarifário no 1T14 foram: (i) +€259M decorrente da produção em regime especial (15% acima da estimativa da ERSE) e o respectivo sobrecusto (€81/MWh no 1T14 vs. €61/MWh assumido pela ERSE); (ii) +€240M de desvio tarifário negativo gerado na actividade de distribuição de energia eléctrica relacionado com a revisibilidade de 2012), a recuperar através das tarifas em 2017-2018; (iii) -€52M relacionados principalmente com a recuperação através das tarifas de parte da revisibilidade de 2013 na actividade de distribuição de energia eléctrica; (iv) -€100M (montante a devolver à tarifa), suportado por um custo médio de aquisição de electricidade inferior. Em Abr-14, a EDP acordou ceder de forma plena e sem recurso a uma parcela do défice tarifário de 2013, e respectivos juros, por um montante de €750M.

Portugal - Comercializador de Ultimo Recurso + Distribuição + Gás				
Início do período	2.045	1.543	33%	+502
Desvios tarifários anos anteriores (2)	(338)	(157)	-114%	-180
Gerado no período	721	561	29%	+160
Outros (3)	39	29	33%	+10
Fim do período	2.467	1.976	25%	+492

O montante de recebimentos futuros dos CMEC caiu de €377M em Dez-13 para €207M em Mar-14, reflexo de: (1) €247M recuperado no 1T14 através das tarifas relacionadas com desvios negativos de 2012 e (2) €77M de desvio negativo criado no 1T14 (detalhes na página 11), que deverá ser recebido ao longo de 2015-2016.

Portugal - CMEC's				
Início do período	377	654	-42%	-277
(Recuperado)/Devolvido no Período	(247)	(112)	-121%	-135
Gerado no período	77	71	8%	+5
Outros	0	0	n.m.	+0
Fim do período	207	613	-66%	-406

O montante de recebimentos futuros da actividade regulada em Espanha diminuiu de €264M em Dez-13 para €259M em Mar-14 devido à recuperação nas tarifas de €23M no 1T14 que compensaram a criação de um activo regulatório no montante de € 17m ao nível da EDP Renováveis. De acordo com o CNMC, o montante provisório do deficit total do sistema eléctrico espanhol em 2013 totalizou €3,9MM. Em Mar-14, o Governo espanhol aprovou um novo mecanismo de fixação das tarifas reguladas para os consumidores domésticos, que começou a ser aplicado em Abr-14. A nova metodologia levará em conta o preço médio de mercado, ao invés de definir um preço fixo trimestral. Os comercializadores regulados também têm de oferecer um preço anual não-regulado. Os clientes regulados têm a possibilidade de escolher entre três tarifas diferentes: preço de mercado, preço standard anuais ou de contratos bilaterais com comercializadores do mercado liberalizado.

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

Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	326	331	-2%	-5
Fornecimentos e serviços externos	70	79	-10%	-8
Custos com pessoal	29	30	-3%	-1
Custos com benefícios sociais	5	6	-16%	-1
Rendas de concessão	63	64	-0%	-0
Outros custos operacionais (líquidos)	(3)	7	-	-10
Custos Operacionais Líquidos (1)	165	186	-11%	-21
EBITDA	161	146	11%	+15
Provisões	(1)	0	-	-1
Depreciações e amortizações líquidas	59	58	1%	+1
EBIT	103	87	18%	+16

Margem Bruta	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	326	331	-2%	-5
Margem bruta regulada	324	328	-1%	-5
Margem bruta não-regulada	2	3	-26%	-1
Rede de Distribuição				
Proveitos regulados (€ M)	304	307	-1%	-3
Electricidade distribuída (GWh)	11.470	11.102	3%	+368
Pontos de ligação à rede (mil)	6.070	6.079	-0%	-9
Comercialização de Último Recurso				
Proveitos regulados (€ M)	20	22	-10%	-2
Cientes fornecidos (mil)	3.431	4.515	-24%	-1.084
Electricidade vendida (GWh)	3.074	4.286	-28%	-1.211

Investimento & Custos Operac.	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (2)	100	109	-8%	-9
Custos control./cliente (€/cliente)	16,4	17,9	-8%	-1
Custos control./km de rede (€/km)	443	485	-9%	-42
Empregados (#)	3.359	3.447	-3%	-88
Investimento Operacional (€ M)	56	49	13%	+6
Rede de distribuição (Km)	225	225	0%	+1
Tempo de interrup. equivalente (min.) (3)	23	19	19%	+4

O EBITDA das actividades de distribuição e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal aumentaram 11% (+€15M) vs. 1T13, para €161M no 1T14, reflectindo um rigoroso controlo de custos.

Em 15-Dez-13, a ERSE publicou a versão final para as tarifas de 2014 e proveitos regulados para 2014 relativos à actividade de distribuição de electricidade e CUR em Portugal definindo um aumento médio anual das tarifas de electricidade em Portugal de 2,8%. Adicionalmente, a ERSE definiu **proveitos regulados para actividade de distribuição no montante de €1.260M e proveitos regulados para a actividade CUR de €78M em 2014**. Na base destes proveitos regulados, estiveram diversos pressupostos por parte da ERSE, nomeadamente: (1) numa previsão de 44,5 TWh de consumo de electricidade para 2013 (1,5% acima da electricidade distribuída em 2013); (2) previsão de preço médio de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado em 2014 de €59,0/MWh suportado num preço da pool estimado de €53/MWh; (3) um sobrecusto da produção em regime especial estimado em €61/MWh; (4) uma previsão de volume de regime especial de 20,6TWh (7% abaixo da produção de 2013); (5) um deflador do PIB de 0,7% e (6) uma taxa de retorno sobre os activos de 9,5% numa base preliminar baseado no pressuposto de 780p.b. para o CDS a 5 anos da República Portuguesa e de uma correlação positiva com a média móvel desta variável (revista anualmente e limitada ao intervalo entre 8,0% e 11,0% para 2012-2014). De 1-Oct-13 até 30-Abr-14, o CDS médio da República Portuguesa foi 260b.p.

Os **proveitos regulados da actividade de distribuição** recuaram 1% (-€3M) vs. 1T13, para €304M no 1T14 suportado por uma queda na taxa de retorno (de 8,56% no 1T13 para 8,37% no 1T14) e pelo impacto negativo do ajustamento anual de proveitos por 'Deflador PIB-X', o que compensou o impacto positivo do aumento do volume distribuído. No 1T14, a **electricidade distribuída cresceu 3% (vs. 1T13)**.

Os **proveitos regulados da actividade do CUR (EDP SU)** caíram 10% (-€2M), para €20M no 1T14, reflexo da rápida passagem de clientes para o mercado livre. Como parte das regras e calendário definidos para a extinção de tarifas reguladas em Portugal, a EDP SU deixou de poder contratar novos clientes em 1-Jan-13, podendo o regulador aplicar aumentos trimestrais de tarifa como forma de incentivar a transferência de clientes para comercializadores no mercado livre. O **volume de energia fornecida pelo CUR** recuou 28% (vs. 1T13), para 3,1TWh no 1T14. O número total de clientes fornecidos pela EDP SU caiu 1.084 mil no período para 3.431 mil em Mar-14.

Os **custos controláveis** desceram 8% vs. 1T13, reflexo do apertado controlo de custos e redução de número de colaboradores (-3% face ao 1T13). Os custos com fornecimento e serviços externos caíram 10% no 1T14, reflectindo o impacto misto de rigoroso controlo de custos e à diminuição da nossa actividade do CUR devido à passagem dos consumidores para o mercado livre. Os outros custos operacionais (líquidos) tiveram um impacto positivo no 1T14 devido a um melhor desempenho em termos de cobrança de dívidas de clientes.

O **investimento operacional** aumentou 13% para €56M no 1T14. O TIEPI subiu 4 minutos para 23 minutos no 1T14, fruto de condições meteorológicas adversas.

(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	1T14	1T13	% Δ	Abs. Δ
	1T14	1T13	% Δ	Abs. Δ	1T14	1T13	% Δ	Abs. Δ	1T14	1T13	% Δ	Abs. Δ					
Margem Bruta	41	43	-5%	-2	57	58	-1%	-1	17	16	5%	1	Nº Pontos Ligação (mil)				
FSEs	10	11	-9%	-1	9	9	1%	0	3	4	-10%	-0	Electricidade Espanha	659	657	0%	+1
Custos Pessoal	6	5	23%	1	2	3	-19%	-1	0	0	-15%	-0	Gás Espanha	1.020	1.010	1%	+9
Custos Benefícios sociais	0	0	-12%	-0	0	0	-9%	-0	0	0	-7%	-0	Gás Portugal	310	293	6%	+17
Outros custos operac. (líq.)	(3)	(4)	-29%	1	1	(57)	n.m.	58	0	(0)	-	0	Energia Distribuída (GWh)				
Custos Operac. Líquidos (1)	14	12	10%	1	13	(44)	-	57	4	4	-3%	-0	Electricidade Espanha	2.365	2.357	0%	+8
EBITDA	27	30	-11%	-3	44	102	-57%	-58	13	12	7%	1	Gás Espanha	13.555	14.685	-8%	-1.130
Provisões	-	-	-	0	(0)	-	-	-0	0	0	n.m.	0	Gás Portugal	1.979	1.971	0%	+8
Depr. e Amortizações líquidas	8	8	7%	1	12	12	-0%	-0	3	4	-17%	-1	Rede (Km)				
EBIT	19	23	-17%	-4	32	90	-64%	-58	10	8	18%	1	Electricidade Espanha	23.318	23.007	1%	+311
Investimento operacional	5	10	-52%	-5	5	8	-40%	-3	5	5	1%	0	Gás Espanha	10.008	9.894	1%	+114
Margem Bruta	41	43	-5%	-2	57	58	-1%	-1	17	16	5%	1	Gás Portugal	4.513	4.349	4%	+164
Margem Bruta Regulada	39	41	-4%	-2	50	50	1%	0	16	16	5%	1	Empregados (#)				
Margem bruta não-regulada	2	2	-16%	-0	7	8	-13%	-1	1	1	-0%	-0	Electricidade Espanha	302	311	-3%	-9
													Gás Espanha	199	205	-3%	-6
													Gás Portugal	62	64	-3%	-2

DISTRIBUIÇÃO DE ELECTRICIDADE EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de distribuição de electricidade em Espanha caiu 11%, para €27M no 1T14, devido a menores proveitos permitidos associado às alterações regulatórias ocorridas em 2013, que só tiveram efeito no 2S13.

Em Jul-13, o governo espanhol publicou o RDL 9/13, ditando a alteração do regime de remuneração da actividade de distribuição de electricidade, definindo uma taxa de retorno sobre os activos correspondente a um prémio de 200pb sobre as yields das OTs espanholas a 10 anos (equivalente a 6,5%). Em Dez-13, o Governo Espanhol aprovou Lei 24/2013 e RDL 1048/2013 que estabelece o novo quadro regulatório para os activos de distribuição de electricidade mantendo os mesmos princípios regulatórios anunciados em Jul-13. O Governo Espanhol aprovou uma Portaria que define os proveitos regulados atribuíveis à EDP Espanha para o ano de 2014 no montante de €155M.

A electricidade distribuída pela EDP Espanha principalmente na região das Astúrias manteve-se inalterada nos 2,4TWh no 1Q14 (vs. 1Q13).

REDES DE GÁS REGULADO EM ESPANHA

O EBITDA da actividade de gás regulado em Espanha no 1T13 inclui um ganho não recorrente decorrente da venda dos activos de transmissão de gás à Enagás no montante de €56M no 1T13. Excluindo este impacto, o EBITDA caiu €2M (-4%) devido a uma ligeira queda dos proveitos regulados na actividade de distribuição face ao 1T13.

O volume de gás distribuído caiu 8%, para 14TWh, devido a um menor consumo para produção de electricidade e ao encerramento de uma fábrica de papel e celulose na região de Cantábria. Os proveitos regulados atribuíveis à EDP Espanha em 2014 ascenderão a €198M, de acordo com uma Ordem Ministerial publicada em Dez-13.

REDE DE GÁS REGULADO EM PORTUGAL

O EBITDA da actividade de distribuição de gás em Portugal aumentou €1M (+7%) no 1T14 reflectindo um aumento de 5% dos proveitos permitidos.

Apesar da expansão do número de pontos de ligação (+6%) resultante do esforço continuado de contratação de novos clientes na região operada pela EDP, o volume de gás distribuído manteve-se estável no período.

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

Em 15-Abr-14, a ERSE publicou uma proposta de aumento médio de tarifas para clientes finais de gás em 2,4%, a aplicar a partir de 1-Jul-14 e até 30-Jun-15. Uma decisão final sobre as tarifas a vigorar deverá ser publicada até 15-Jun-14.

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

EDP - Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)				Consolidado (€ M)				Energias do Brasil	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.					
Margem Bruta	629	687	-8%	-58	194	261	-25%	-66	Cotação no fim do período (R\$/acção)	10,30	12,62	-18%	-2,32
Fornecimentos e serviços externos	110	108	2%	+2	34	41	-17%	-7	Total de acções (milhões)	476,4	476,4	-	-
Custos com pessoal e benef. aos empreg	88	85	4%	+4	27	32	-15%	-5	Acções próprias (milhões)	0,8	0,8	-	-
Outros custos operacionais (líquidos)	21	26	-22%	-6	6	10	-36%	-4	Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	243,0	243,0	-	-
Custos Operacionais Líquidos (1)	219	219	0%	+0	68	83	-19%	-15	Euro/Real - Taxa de fim do período	3,13	2,57	-18%	+0,56
EBITDA	410	468	-12%	-58	127	177	-29%	-51	Euro/Real - Taxa média do período	3,24	2,64	-19%	+0,60
Provisões	4	6	-33%	-2	1	2	-45%	-1	Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	7,3%	-	-	-
Depreciações e amortizações líquidas	88	90	-2%	-2	27	34	-20%	-7	Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,5	1,4	-	+0,1
EBIT	319	373	-15%	-54	98	141	-30%	-43	Custo Médio da Dívida (%)	10,0	7,6	-	243p.b.
Result. da alienação de act. financ.	-	0	-	-0	-	0	-	-0	Taxa de Juro Média (CDI)	10,0	6,6	-	334p.b.
Resultados financeiros	(87)	(59)	-47%	-28	(27)	(23)	19%	-4	Empregados (#)	2.822	2.725	4%	+97
Resultados em associadas	(14)	(62)	77%	+48	(4)	(23)	-82%	+19	Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Resultados Antes de Impostos	217	252	-14%	-34	67	95	-30%	-28	Dívida líquida	2.403	2.593	-7%	-190
									Recebimentos futuros da act. regulada (2)	216	283	-24%	-67
									Interesses não controláveis	1.700	1.943	-12%	-243
									Valor contabilístico dos C. Próprios	4.734	4.574	3%	+159
Investimento Operacional	(R\$ M)				(€ M)				Resultados Financeiros (R\$ M)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.	Juros financeiros líquidos	(94)	(53)	-79%	-42
Investimento Operacional	85	140	-39%	-55	26	53	-50%	-27	Custos capitalizados	17	7	127%	+9
Manutenção	85	55	56%	+31	26	21	27%	+6	Diferenças Cambiais e Derivados	9	2	292%	+7
Expansão	-	86	-	-86	-	32	-	-32	Outros	(19)	(16)	-15%	-2
Investimento Financeiro (6)	6	55	-90%	-49	2	21	-92%	-19	Resultados Financeiros	(87)	(59)	-47%	-28

Em moeda local, o EBITDA da EDP – Energias do Brasil ('EDPB') decresceu 12% no período (-R\$58M) para R\$410M no 1T14. O EBITDA da distribuição, que caiu 12% (-R\$20M), reflectiu: i) a recuperação de montantes significativos de desvios tarifários negativos de anos anteriores, através de contribuições da CDE/CCEE; e ii) menores proveitos regulados, fruto da valorização de perdas na rede a preços superiores e de um menor retorno sobre a base de activos regulados da Escelsa, consequência da revisão tarifária de Ago-13. O EBITDA da geração e comercialização diminuiu 13% (-R\$35M), reflectindo um menor volume de electricidade vendida, consequência de uma menor alocação sazonal de volumes hídricos ao 1T14 (27% no 1T14 vs. 29% no 1T13). Os efeitos cambiais penalizaram o EBITDA da EDPB em Euros devido a uma depreciação de 19% do Real Brasileiro em relação Euro (um impacto de -€29M). Sublinhe-se que o 1T13 foi reexpresso para reflectir a adopção das IFRS10 e IFRS11 (a consolidação de Pecém alterou-se do método proporcional para o método da equivalência proporcional).

Os custos operacionais líquidos mantiveram-se nos R\$219M no 1T14: i) os fornecimentos e serviços externos aumentaram 2%, devido a maiores despesas com serviços apoio ao cliente (call centre e maior base de clientes) e maiores despesas com O&M; ii) os custos com pessoal e benefícios aos empregados subiram 4%, reflexo da actualização salarial anual (+6.5%), de um aumento do número médio de efectivos (+4%) e de uma menor capitalização de custos; e

iii) os outros custos reduziram R\$6M, impactados por menores provisões para dívidas de clientes.

Os custos financeiros líquidos subiram R\$28M no período para R\$87M no 1T14, reflectindo: i) juros líquidos superiores, devido a um aumento da dívida financeira bruta média (de R\$3,6MM em Mar-13 para R\$4,9MM⁽³⁾ no 1T14), enquanto o custo médio da dívida aumentou 243bp para 10% no 1T14; ii) uma maior capitalização de custos, resultante dos trabalhos de construção em Jari e Cachoeira-Caldeirão, classificados como activos para venda; e iii) maiores diferenças cambiais e resultados líquidos de derivados. A dívida líquida caiu 7%, reflexo da transferência da dívida associada aos projectos hídricos Jari e Cachoeira-Caldeirão para 'passivos detidos para venda' (R\$0,65MM de dívida líquida em Mar-13), no seguimento do Memorando de Entendimento assinado em Dez-13 com a CWE Investment Corporation ("CWEI"), uma subsidiária detida a 100% pela CTG, para a venda de 50% em cada um destes projectos.

A Mar-14, os reservatórios hídricos nas regiões do Sudeste/Centro-Oeste ("SE-CO") situavam-se nos 36% do seu nível máximo (vs. 43% em Dez-13 e 54% a Mar-13). Apesar de um GSF⁽⁴⁾ superior (GSF: 96,3% no 1T14 vs. 92,2% no 1T13), os níveis de hidraulicidade não estão a recuperar ao ritmo desejado e a insuficiente pluviosidade levou o Operador do Sistema a continuar a despachar centrais térmicas, o que levou a uma forte subida do preço da electricidade (média do ano até à data: R\$688/MWh⁽⁵⁾).

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serviços externos + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.); (2) Rubrica não reflectida em Balanço; (3) Excluindo o impacto da transferência de Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel para 'passivos detidos para venda'; (4) GSF: Generation Scaling Factor; (5) Com base em preços semanais (até 25-Abr-2014); regiões do Sudeste/Centro-Oeste; (6) Excluindo investimentos em parques eólicos detidos pela EDP Brasil (45%) e EDP Renováveis (55%);

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	305	332	-8%	-27
Forn. e serviços externos	80	79	1%	+1
Custos com Pessoal	64	64	0%	-0
Outros custos operac. (Liq.)	19	27	-29%	-8
Custos Operacionais Líquidos (1)	163	170	-4%	-7
EBITDA	142	161	-12%	-20
Provisões	3	4	-	-1
Deprec. e amortizações líquidas	47	49	-4%	-2
EBIT	92	109	-16%	-17

O EBITDA da nossa actividade de distribuição no Brasil diminuiu 12% no período (-R\$20M) para R\$142M no 1T14, reflectindo: i) um forte aumento dos desvios tarifários negativos (-R\$447M no 1T14 vs. -R\$82M no 1T13), tendo os desvios do 1T14 sido maioritariamente compensados por contribuições da CDE (+R\$420M); e ii) menores recuperações de desvios de anos anteriores (+R\$9M no 1T14 vs. +R\$40M no 1T13). Excluindo estes impactos, o EBITDA recorrente decresceu 22% (ou +R\$44M) para R\$159M no 1T14, fruto de um agravamento da margem regulatória, que caiu 14% para €322M no 1T14, devido ao impacto negativo das perdas na rede valorizadas a altos preços de mercado em ambas as nossas DisCos e ao reajustamento tarifário ocorridos na Escelsa (Ago-13), o qual reduziu de 10% para 7.5% (após impostos) o retorno na base de activos regulados.

O volume de energia vendida aumentou 6% no período, reflectindo um aumento de 8% nos segmentos 'residencial, comercial & outros', justificado por um alargamento da base de clientes e por um aumento da temperatura. Os volumes vendidos ao segmento industrial subiram 4%, devido ao regresso de um cliente relevante para o mercado regulado. Ao mesmo tempo, o volume de energia distribuída aos clientes industriais no mercado livre cresceu 4%, suportado pela migração dos clientes do mercado regulado e pelo crescimento da actividade mineira, o que sustentou um aumento de 4% da energia distribuída.

No 1T14, as DisCos depararam-se com custos recorde de compra electricidade -R\$8,62MM de custos adicionais em Jan/Fev-14, de acordo com a câmara de compensação CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). Estes altos custos resultaram de: i) forte incremento com custos com geração térmica, resultado de forte despacho térmico devido a níveis de pluviosidade extremamente baixos; ii) alta procura de energia eléctrica no 1T14, acima do esperado, num cenário de temperaturas excepcionalmente altas; e iii) posições curtas (descontratadas) involuntárias nas DisCos, num período de preços de mercado altos (~3,5GW resultantes de alterações impostas pela lei da renovação das concessões, publicada em Jan-13). Em Abr-14, a CCEE foi levada a criar a "Conta-ACR" (Conta no Ambiente de Contratação Regulada) para financiamento até R\$11,2MM para compensar as DisCos pelos elevados custos de energia incorridos durante 2014. Estes fundos vão ser transferidos para as DisCos adicionalmente a mais R\$4MM a serem transferidos do Tesouro Nacional e da contribuição inicial dos R\$9MM do Orçamento do Estado já transferidos para o fundo do sector da CDE. Por outro lado, a 30 de Abril, as DisCos contrataram no leilão de geração A-0 a compra de 2,05GW médios de electricidade (57% da procura declarada; contratos com início em Mai-14 até 2019) a um preço médio de R\$271/MWh para hídrica e R\$262/MWh para térmica - claramente acima dos preços no mercado à vista, o que deverá reduzir os custos de compra de energia das DisCos a partir de Mai-14. A ANEEL está, igualmente, a iniciar a passagem destes custos de electricidade mais altos para os consumidores (aumentos de tarifa anual anunciados este ano para 6 DisCos entre +8.09% e +29.51%).

A margem bruta reflecte a variação dos activos da actividade regulada a receber no futuro (reconhecida ao nível da margem bruta na distribuição no Brasil). Aqueles aumentaram para R\$17M no 1T14 (vs. um aumento de R\$42M no 1T13). No 1T14, foi criado um desvio tarifário negativo de R\$447M, devido a custos de energia superiores aos incorporados nas tarifas, que foi maioritariamente compensado por R\$414M de contribuições da CDE (R\$31M recebidos no 1T14 e R\$383M a receber no 2T14); adicionalmente, foram recebidos R\$16M relativos a desvios de anos anteriores e a liquidações finais de 2013. Por conseguinte, o montante de activos da actividade regulada a receber no futuro totalizou R\$216M a Mar-13, o que representa um aumento de R\$17M vs. Dez-13, a recuperar através das tarifas em anos seguintes. A revisão regulatória da Escelsa para o período 2013-16, aprovada pela ANEEL em Ago-13, fixou um aumento tarifário de 4,12% para os 12 meses seguintes, reflectindo os desvios tarifários de anos anteriores e uma redução da taxa de retorno sobre a base de activos regulada (de 10% para 7,5% depois de impostos). Relativamente à Bandeirante, em Out-13, a ANEEL aprovou um aumento tarifário de 10,36% para os 12 meses seguintes, no âmbito do processo do reajuste tarifário anual. O novo período regulatório da Bandeirante, de 4 anos, inicia-se Out-15.

Os custos operacionais controláveis subiram 1% no período, para R\$137M no 1T14, devido a acréscimos de custos com fornecimentos e serviços externos, reflexo de maiores custos com serviços a clientes (call centre e maior base de clientes). Os outros custos operacionais baixaram R\$7M, traduzindo menores constituições de provisões para dívidas de clientes.

O investimento operacional subiu 57% no período para R\$72M no 1T14, tendo sido maioritariamente destinado a actividades de serviço a clientes e ao reforço da qualidade do serviço.

Margem Bruta	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Margem Regulatória (R\$ M)	322	374	-14%	-51
Var. Receb. Futuros da Act. Reg.	17	42	-59%	-25
Margem Bruta (R\$ M)	305	332	-8%	-27
Receb. Futuros da Act. Reg. (R\$ M)	216	283	-24%	-67
Clientes Ligados (Milhares)	3.076	2.964	4%	+112
Bandeirante	1.683	1.619	4%	+65
Escelsa	1.393	1.345	4%	+48
Electricidade Distribuída (GWh)	6.726	6.376	5%	+350
Bandeirante	3.923	3.688	6%	+234
Escelsa	2.803	2.688	4%	+115
Dos quais:				
Clientes Mercado Livre (GWh)	2.502	2.405	4%	+97
Electricidade Vendida (GWh)	4.224	3.971	6%	+253
Bandeirante	2.425	2.272	7%	+153
Resid., Comerc. e Outros	1.819	1.647	10%	+172
Industrial	606	625	-3%	-19
Escelsa	1.799	1.699	6%	+100
Resid., Comerc. e Outros	1.505	1.439	5%	+66
Industrial	295	261	13%	+34

Investimento e Custos Operac.	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (2)	137	136	1%	+1
Custos control./cliente (R\$/cliente)	44	46	-3%	-1
Custos control./km rede (R\$/km)	2	2	-1%	-0
Empregados (#)	2.226	2.194	1%	+32
Invest. Operacional (R\$M)	72	46	57%	+26
Rede de Distribuição ('000 Km)	88	87	1%	+1

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos com Pessoal + Custos com benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.); (2) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal;

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	273	308	-11%	-35
Fornecimentos e serviços externos	18	15	15%	+2
Custos com pessoal e benef. aos empreg	13	12	7%	+1
Outros custos operacionais (líquidos)	0	3	-	-3
Custos Operacionais Líquidos (1)	31	30	2%	+1
EBITDA	243	278	-13%	-35
Provisões	0	1	-64%	-0
Deprec. e amortizações líquidas	38	38	-0%	-0
EBIT	205	240	-15%	-35

Produção	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	273	308	-11%	-35
Lajeado	102	128	-21%	-27
Peixe Angical	86	112	-23%	-25
Energest (15 centrais hídricas)	85	68	25%	+17
Capacidade Instalada (MW)	1.797	1.799	-0%	-2
Lajeado	903	903	-	-
Peixe Angical	499	499	-	-
Energest (15 centrais hídricas)	396	397	-0%	-2
Energia Vendida (GWh)	2.217	2.351	-6%	-133
Lajeado	847	1.009	-16%	-162
Peixe Angical	631	654	-4%	-24
Energest (15 centrais hídricas)	740	688	8%	+52
Preço Médio de Venda (R\$/MWh) (2)	161	151	7%	+10
Lajeado	137	132	3%	+4
Peixe Angical	192	182	6%	+11
Energest (15 centrais hídricas)	163	146	11%	+17
Investimento Operacional (R\$ M)	12	93	-87%	-81
Manutenção	12	8	62%	+5
Expansão	-	86	-	-86
Investimento Financeiro (R\$ M)	6	55	-90%	-49
Empregados (#)	402	356	13%	+46

Pecém (equivalência patrimonial)	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Capacidade Instalada (MW)	360	180	100%	+180
Factor de disponibilidade (%)	71%	40%	31b.p.	-
EBITDA (R\$m)	24	(72)	-	+96
Dívida líquida (R\$m)	1.001	1.079	-7%	-78

Comercialização	1T14	1T13	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	51	47	8%	+4
Custos operacionais líquidos (1) (R\$ M)	0	(3)	-	+4
EBITDA (R\$ M)	51	50	1%	+0
Vendas electricidade (GWh)	3.458	2.930	18%	+528

O EBITDA da nossa actividade de produção no Brasil decresceu 13% no período (-R\$35M) para R\$243M no 1T14, reflexo: i) da necessidade de comprar energia em mercado a preços anormalmente altos uma vez que o GSF permaneceu abaixo dos 100% – sublinhe-se que apesar de ligeiras melhorias das condições hídricas (GSF: 96,3% no 1T14 vs. 92,2% no 1T13) o preço médio de electricidade no mercado à vista subiu 96% vs. 1T13, para R\$645/MWh⁽³⁾ no 1T14; e ii) de menores volumes de electricidade vendida – dado o adverso cenário hídrico, e de forma a manter alguma protecção contra a exposição aos preços de mercado, um volume significativo de electricidade a vender foi alocada ao 1T, embora em menor dimensão vs. 1T13 (27% no 1T14 vs. 29% no 1T13).

O volume de electricidade vendido desceu 6% no período para 2,2TWh no 1T14, reflectindo a mencionada sazonal alocação de volumes. O preço médio de venda subiu 7% no 1T14, reflectindo: i) a actualização dos preços contratados à inflação, dado que a quase totalidade da capacidade está ao abrigo de Contratos de Aquisição de Energia (“CAE”) de longo prazo; e ii) contratos bilaterais de curto prazo (para 2014) a preços superiores, como parte da estratégia de sazonalização.

Em termos de nova capacidade, a EDPB participa em 3 novos projectos hídricos: i) a central hídrica de **Santo António do Jari** é um projecto de 373MW com entrada em operação prevista para Jan-2015 e com uma capacidade média contratada de 202MW (190MW com um CAE de 30 anos, a um preço de R\$104/MWh; e 21MW com um CAE de 28 anos, a um preço de R\$82/MWh); o investimento total esperado ronda os R\$1,4MM (rácio de dívida para capitais próprios de ~2:1). Em Out-12, o BNDES aprovou, para este projecto, um financiamento de R\$736,8M por um período de 18,5 anos (incluindo 2,5 anos de carência) a uma taxa de ‘TJLP + 186pb’; ii) **Cachoeira Caldeirão** é um projecto hídrico de 219MW com conclusão prevista para Jan-2017 e com 130MW de capacidade média contratada (CAE de 30 anos, a um preço de R\$95/MWh); o investimento total está estimado em ~R\$1,1MM (alavancagem de 60%); e iii) Em Dec-13, no leilão de energia A-5, o consorcio Terra Nova (66.7% EDPB e 33.3% Furnas) obteve a concessão de **São Manoel** (a iniciar construção), um projecto hídrico de 700MW com início previsto para Mai-2018 e com uma capacidade média contratada de 410MW (CAE de 30 anos, a um preços de R\$83/MWh); o investimento total deverá rondar ~R\$2,7MM (alavancagem de 66%).

Em Dez-13, no âmbito da parceria estratégica com a CTG, a EDPB assinou um MoU com a CWEL para o desenvolvimento conjunto de projectos de energia renovável, incluindo a venda: i) de 50% de Jari por R\$490M (R\$81M adicionais de co-investimento esperado); e ii) de 50% de Cachoeira Caldeirão (R\$294M de co-investimento esperado) – a conclusão destas operações está prevista para o 2T14 (ganho de capital estimado de R\$165M ao nível do Resultado Líquido). Em Fev-14, a EDPB acordou com a CWEL a entrada desta no projecto de São Manoel, através da compra de metade dos 66,7% detidos pela EDPB (ou 33,3%); a CWEL assumirá o compromisso de realizar futuras contribuições de capital (a conclusão da operação está prevista para o 2S14). De notar que no seguimento da aplicação da IFRS11, com a conclusão destas transacções, estes projectos serão consolidados na EDP por equivalência patrimonial.

O investimento operacional caiu 87% no período para R\$12M no 1T14 – Sublinhe-se que os investimentos relativos aos projectos hídricos de Jari e Cachoeira Caldeirão (activos para venda) são agora classificados como ‘investimentos financeiros’, tendo em vista a sua futura consolidação pelo método de equivalência patrimonial; esta alteração justifica a redução do investimento operacional vs. o 1T13. Os investimentos financeiros no 1T14 respeitam aos trabalhos de construção em curso em Jari, enquanto os investimentos financeiros no 1T13 são pro-forma para efeitos de implementação da IFRS 11 e referem-se a Pecém I (comissionada desde Mai-13).

A EDPB detém 50% na central a carvão de Pecém I, em parceria com a Eneva. Pecém I (720MW) tem uma capacidade média contratada de 615MW por 15 anos. Esta participação, passou, com a adopção da IFRS11 a partir de 1-Jan-2014, a ser consolidada na EDP por equivalência patrimonial. Após alguns contratempos iniciais, esta central encontra-se agora completamente em operação em ambas os grupos, embora ainda em fase de aceleração (factor de disponibilidade de 71%). No 1T14, a margem bruta de Pecém I foi positiva em R\$24M, enquanto o resultado líquido atribuível à EDPB foi negativo em R\$15M (vs. uma perda de R\$62M no 1T13).

A margem bruta da comercialização de electricidade subiu 8% (+R\$4M) no período para R\$51M no 1T14, reflectindo uma posição longa favorável e um maior volume de energia fornecido, tendo beneficiando de preços superiores no mercado à vista.

(1) Custos Operacionais (FSE + Custos com Pessoal + Custos com Benef. Sociais) + Outros Custos Operacionais (Liq.); (2) Calculado com base nos volumes e preços dos CAE; excluindo Pecém I; (3) GSF - "Generation Scaling Factor".



Demonstrações de Resultados & Anexos

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



1T14 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	207	291	441	345	194	6	1.483
Fornecimentos e serviços externos	13	47	93	59	34	(44)	202
Custos com pessoal	17	16	38	16	24	40	151
Custos com benefícios sociais	0	1	5	2	3	2	13
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	2	35	59	(21)	6	5	86
Custos Operacionais	32	98	196	56	68	4	453
EBITDA	176	192	245	289	127	2	1.030
Provisões	5	1	(1)	-	1	0	7
Depreciações e amortizações líquidas (1)	39	49	83	110	27	16	324
EBIT	132	142	163	179	98	(14)	699

1T13 (€ M)	Produção Contratada LP	Actividades Liberalizadas P. Ibérica	Redes Reguladas P. Ibérica	EDP Renováveis	Brasil	Activ. Corpor. e Ajustamentos	Grupo EDP
Margem Bruta	228	205	448	366	261	0	1.507
Fornecimentos e serviços externos	16	36	103	59	41	(43)	212
Custos com pessoal	16	17	39	16	29	39	156
Custos com benefícios sociais	0	1	6	2	3	2	14
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	2	40	11	(28)	10	5	39
Custos Operacionais	34	94	158	49	83	3	421
EBITDA	194	111	290	317	177	(3)	1.086
Provisões	1	0	0	-	2	6	9
Depreciações e amortizações líquidas (1)	41	57	82	113	34	16	344
EBIT	152	53	207	204	141	(25)	733

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

Demonstração de Resultados por Trimestre



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T13	2T13	3T13	4T13	1T14	2T14	3T14	4T14	Δ YoY %	Δ QoQ %
Receitas de vendas e serviços de energia e outros	4.415	3.768	3.732	4.365	4.327				-2%	-1%
Custo com vendas de energia e outros	(2.908)	(2.385)	(2.459)	(3.078)	(2.844)				2%	8%
Margem Bruta	1.507	1.384	1.273	1.287	1.483				-2%	15%
Fornecimentos e serviços externos	212	229	215	253	202				-5%	-20%
Custos com pessoal e benefícios sociais	170	166	152	145	164				-3%	13%
Outros custos operacionais (líquidos)	39	102	79	91	86				121%	-5%
Custos Operacionais	421	497	446	489	453				8%	-7%
EBITDA	1.086	887	827	798	1.030				-5%	29%
Provisões	9	27	3	14	7				-27%	-52%
Amortizações e imparidades do exercício (1)	344	341	368	371	324				-6%	-13%
EBIT	733	518	456	412	699				-5%	70%
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	(0)	(0)	0	27	0				-	-100%
Resultados financeiros	154	164	169	212	147				-4%	-31%
Equivalências patrimoniais em joint ventures e associadas	12	3	1	(2)	(12)				-	-483%
Resultado antes de impostos e CESE	567	351	285	202	564				-1%	179%
IRC e Impostos diferidos	159	49	55	(50)	186				17%	-
Contribuição Extraordinária para o sector energetico	-	-	-	-	15				-	-
Resultado líquido do período	408	302	231	253	364				-11%	44%
Accionistas da EDP	335	268	189	213	296				-12%	39%
Interesses não controláveis	74	33	42	40	68				-8%	70%

(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)							
	1T14	1T13	Δ MW	Δ %	1T14	1T13	Δ GWh	Δ %	1T13	2T13	3T13	4T13	1T14	2T14	3T14	4T14
PPA/CMEC (Portugal)	4.470	5274,4	-804	-15%	5.002	5.053	-51	-1%	5.053	4.509	3.757	4.135	5.002			
Hídrico	3.290	4.094	-804	-20%	3.739	3.307	432	13%	3.307	2.781	1.387	2.036	3.739			
Fio de água	1.056	1.860			2.124	2.418			2.418	2.199	900	1.458	2.124			
Albufeira	2.234	2.234			1.615	889			889	582	487	578	1.615			
Carvão - Sines	1.180	1.180	0	0%	1.263	1.747	-483	-28%	1.747	1.728	2.370	2.098	1.263			
Regime Especial (Ex-Eólico)	274	330	-56	-17%	414	554	-140	-25%	554	422	258	405	414			
Portugal	181	225	-44	-19%	347	400	-52	-13%	400	272	139	258	347			
Mini-Hídricas	157	157			278	268			268	156	32	127	278			
Cogeração	24	68			69	132			132	116	107	131	69			
Spain	93	106	-12	-11%	67	154	-88	-57%	154	150	119	147	67			
Cogeração+Resíduos	93	106			67	154			154	150	119	147	67			
Produção Liberalizada P. Ibérica	7.774	7.122	653	9%	4.157	3.621	536	15%	3.600	2.643	3.330	3.673	4.157			
Hídrico	2.422	1.605	818	51%	2.805	1.581	1.224	77%	1.560	1.343	539	806	2.805			
Portugal	1.996	1.178			2.399	1.104			1.104	997	465	660	2.399			
Espanha	426	426			406	477			456	347	73	146	406			
Carvão	1.460	1.460	0	0%	862	1.371	-509	-37%	1.371	1.015	2.015	2.005	862			
Aboño I	342	342			193	412			412	256	593	538	193			
Aboño II	536	536			597	826			826	697	1.030	1.001	597			
Soto Ribera II	236	236			36	124			124	16	52	213	36			
Soto Ribera III	346	346			36	9			9	46	340	253	36			
CCGT	3.736	3.736	0	0%	158	337	-179	-53%	337	100	458	539	158			
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176			28	74			74	6	38	104	28			
Lares (2 grupos)	863	863			8	63			63	6	344	144	8			
Castejón (2 grupos)	843	843			66	94			94	58	54	153	66			
Soto IV & V (2 grupos)	854	854			56	106			106	29	22	138	56			
Nuclear - Trillo	156	156	0	0%	332	331	1	0%	331	184	319	323	332			
Gasóleo - Tunes	0	165	-165	-	0	0	0	-	0	0	0	0	0			
Eólico (Maior detalhe página 16)	7.712	7.356	356	5%	6.101	5.542	559	10%	5.542	4.765	3.388	5.447	6.101			
Península Ibérica	2.815	2.809			2.330	2.212			2.212	1.596	1.333	1.915	2.330			
Resto da Europa	1.307	987			791	552			552	434	369	733	791			
America do Norte	3.506	3.476			2.930	2.726			2.726	2.690	1.631	2.722	2.930			
Brasil	84	84			49	52			52	46	55	77	49			
Solar - Roménia	50	39	12	30%	11	0	11	-	0	16	17	11	11			
Brasil (Ex-Eólico)	1.797	1.799	-2	0%	2.341	2.246	95	4%	2.246	1.847	1.234	1.830	2.341			
Hídrico	1.797	1.799	-2	0%	2.341	2.246	95	4%	2.246	1.847	1.234	1.830	2.341			
Lajeado	903	903			1.205	1.040			1.040	849	463	778	1.205			
Peixe Angical	499	499			667	710			710	535	481	672	667			
Energest	396	397			469	497			497	463	289	379	469			
TOTAL	22.079	21.920	159	1%	18.026	17.016	1.010	6%	16.995	14.201	11.984	15.502	18.026			

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

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	1T14	1T13	Δ GWh	Δ %
Portugal	11.470	11.102	368	3,3%
Muito Alta Tensão	508	507	1	0%
Alta / Média Tensão	5.040	4.876	163	3,3%
Baixa Tensão	5.923	5.719	204	3,6%
Espanha	2.365	2.357	8	0,4%
Alta / Média Tensão	1.698	1.636	61	3,7%
Baixa Tensão	668	721	-53	-7,4%
Brasil	6.726	6.376	350	5,5%
Clientes Livres	2.502	2.405	97	4,0%
Industrial	900	886	15	1,7%
Residencial, Comercial & Outros	3.324	3.085	238	7,7%
TOTAL	20.561	19.835	726	3,7%

Clientes Ligados (mil)	1T14	1T13	Δ Abs.	Δ %
Portugal	6.070	6.079	-9,1	-0,1%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,1	0,3%
Baixa Tensão Especial	34	33	0,2	0,6%
Baixa Tensão	6.013	6.022	-9,4	-0,2%
Espanha	659	657	1,3	0,2%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	0,2%
Baixa Tensão	658	656	1,3	0,2%
Brasil	3.076	2.964	112,3	3,8%
Bandeirante	1.683	1.619	64,8	4,0%
Escelsa	1.393	1.345	47,5	3,5%
TOTAL	9.805	9.701	104,5	1,1%

Redes	1T14	1T13	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	337.131	334.976	2.154	0,6%
Portugal	225.332	224.595	737	0,3%
Espanha	23.318	23.007	311	1,4%
Brasil	88.480	87.375	1.106	1,3%

Perdas (% da electricidade distribuída)			
Portugal (1)	-11,2%	-14,4%	3,2 pp
Espanha	-4,2%	-4,1%	-0,1 pp
Brasil			
Bandeirante	-9,7%	-10,2%	0,5 pp
Técnicas	-5,5%	-5,5%	-0,0 pp
Comerciais	-4,1%	-4,7%	0,6 pp
Escelsa	-13,2%	-13,5%	0,3 pp
Técnicas	-7,6%	-7,8%	0,2 pp
Comerciais	-5,6%	-5,7%	0,1 pp

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	1T14	1T13	Δ GWh	Δ %
Portugal	1.979	1.971	8	0,4%
Baixa pressão	375	393	-19	-4,7%
Média pressão	1.596	1.568	27	1,7%
GPL	9	9	-0	-4,7%
Espanha	13.555	14.685	-1.130	-7,7%
Baixa pressão	3.597	3.639	-42	-1,1%
Média pressão	9.957	11.046	-1.089	-9,9%
TOTAL	15.534	16.656	-1.122	-6,7%

Pontos de Abastecimento (mil)	1T14	1T13	Δ Abs.	Δ %
Portugal	310,0	292,6	17,4	5,9%
Baixa pressão	302,8	285,5	17,3	6,1%
Média pressão	1,3	1,2	0,1	7,3%
GPL	5,8	5,8	-0,0	0,0%
Espanha	1.019,8	1.010,4	9,4	0,9%
Baixa pressão	1.019,0	1.009,6	9,4	0,9%
Média pressão	0,8	0,8	-0,1	-6,8%
TOTAL	1.329,8	1.303,0	26,8	2,1%

Redes	1T14	1T13	Δ Abs.	Δ %
Extensão das redes (Km)	14.521	14.243	278	2,0%
Portugal	4.513	4.349	164	3,8%
Espanha	10.008	9.894	114	1,2%

(1) Exclui Muito Alta Tensão

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 1T14

Jan-14: EDP distinguida na publicação mundial "Sustainability Yearbook 2012" da SAM pelo 7º ano consecutivo, integrando pela 5ª vez a categoria "Gold Class". Líder do sector das "Utilities";

Fev-14: Novo Código de Ética (publicado pela primeira vez em 2005) – Revisão do Código abrange novas áreas temáticas e explicita melhor a sua extensão à cadeia de fornecimento;

Fev-14: "Twist and University Challenge" dá aos estudantes o papel de agentes da mudança em temas relacionados com o Desenvolvimento Sustentável (Portugal, Espanha e Brasil);

Fev-14: 4º Encontro com Fornecedores promove alinhamento entre a empresa e seus parceiros – Mais de 70 fornecedores, que representam 80% do volume de negócios da EDP, conheceram os pilares da estratégia da empresa;

Mar-14: Gestão de Pessoas certificada no "Top Employers Brasil" pela 3ª vez consecutiva;

Mar-14: EDP é uma das marcas mais valiosas do Mundo, ocupa o 476º lugar do ranking da "Brand Finance" com uma avaliação de 2.26 mil milhões de euros, recebendo a nota AA+.

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

	1T14	Base 100	Δ %
Índice de Sustentab.	107	99	8%
Comp. Ambiental Peso %	114 33%	102 33%	12%
Comp. Económica Peso %	98 37%	95 37%	3%
Comp. Social Peso %	109 30%	101 30%	8%

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

Métricas Económicas

	1T14	1T13	Δ %
Valor Económico (€M) (1)			
Directo Gerado	4.640	4.787	-3%
Distribuído	3.819	3.978	-4%
Acumulado	820	808	2%

Métricas Sociais

	1T14	1T13	Δ %
Empregados (a)	12.047	12.114	-1%
Formação (horas forman)	78.564	72.003	9%
Acidentes em Serviço	7	13	-46%
Ind. Gravidade (Tg)	1,2	2,3	-47%
Ind. Frequência (Tf)	97,60	84,05	16%
Índice Freq. EDP+PSE (Tf)	3,22	4,49	-28%

Métricas Ambientais

	1T14	1T13	Δ %
Emissões Atmosféricas (kt)			
CO2 (c)	2.725	3.717	-27%
NOx	2,0	3,4	-41%
SO2	1,6	3,1	-50%
Partículas	0,071	0,161	-56%
Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)			
CO2 (c)	151,6	213,5	-29%
NOx	0,11	0,20	-43%
SO2	0,09	0,18	-52%
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1)	2.730	3.727	-27%
Emissões indirectas (Âmbito 2)	601	458	31%
Consumo de Energia Primária (TJ) (d)	25.872	38.816	-33%
Capacidade Líquida Max. Certificada (%)	77%	75%	2 p.p.
Utilização de Água (103 m3)	352.100	397.857	-12%
Total Resíduos (t) (e)	59.536	76.881	-23%
Despesas Ambientais (€ mil)	17.656	16.530	7%
Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)	0	75	-

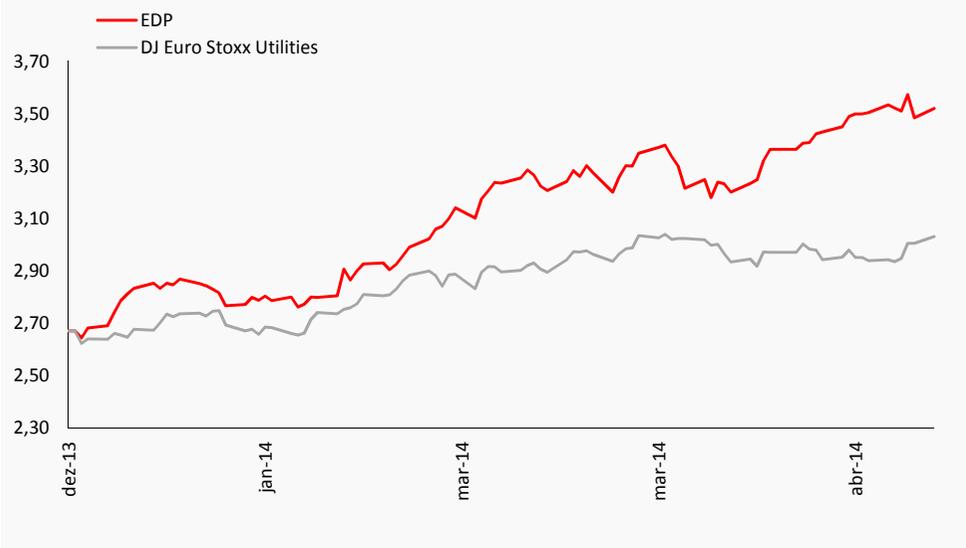
Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (ktCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (f) (GWh)	
	1T14	1T13	1T14	1T13	1T14	1T13
PPA/CMEC	1.223	1.613	0,97	0,92	1.263	1.747
Carvão	1.223	1.612	0,97	0,92	1.263	1.747
Fuel Oil & Gás Natural	-	1	-	14,01	-	0
Produção Liberalizada	1.336	1.846	1,31	1,08	1.020	1.708
Carvão	1.259	1.700	1,46	1,24	862	1.371
CCGT	77	147	0,49	0,43	158	337
Regime Especial	166	257	0,40	0,32	414	801
Produção Térmica	2.725	3.717	1,01	0,87	2.697	4.256
Produção Livre de Emissões de CO2					15.275	13.157
Total Emissões de CO2			0,15	0,21	17.973	17.413

(a) Incluindo Órgãos Sociais Executivos
(b) PSE: Prestadores de Serviços Externos
(c) Excluindo frota automóvel
(d) Incluindo frota automóvel

(e) Resíduos encaminhados para destino final
(f) Inclui vapor (1T13: 445 GWh; 1T14: 278 GWh)
(g) Os dados relativos ao 1T13 foram reexpressos para reflectir a adopção da IFRS 10 e da IFRS 11

Desempenho da EDP na Euronext Lisbon



Principais Eventos EDP

- 07-Jan:** EDP emite valores mobiliários representativos de dívida no montante de USD 750 milhões
- 15-Jan:** Fitch mantém EDP sob vigilância negativa
- 28-Jan:** Standard & Poors mantém rating da EDP em BB+ e revê outlook para estável
- 28-Jan:** Credit Suisse comunica a sua participação qualificada na EDP
- 04-Fev:** CTG e EDP promovem o estabelecimento das bases para a criação de um centro de investigação e desenvolvimento para as tecnologias das novas energias
- 07-Fev:** CTG entra em parceria com EDP Brasil para construção da central hídrica São Manoel
- 10-Fev:** EDP vende €750 milhões do défice tarifário em Portugal
- 10-Fev:** Iberdrola diminui a sua participação no capital social da EDP
- 14-Fev:** Norges Bank comunica a sua participação qualificada na EDP
- 12-Mar:** EDP anuncia mandato e roadshow para operação de titularização do défice tarifário em Portugal
- 13-Mar:** Capital Group comunica a sua participação qualificada na EDP
- 26-Mar:** EDP encaixará €750 milhões pela securitização de défice tarifário de electricidade em Portugal (rectificação)
- 01-Abr:** Iberdrola diminui a sua participação no capital social da EDP
- 08-Abr:** EDP emite obrigações no montante de €650 milhões com vencimento em Abril 2019
- 15-Abr:** Fitch mantém EDP sob vigilância negativa

EDP em Bolsa	YTD	52W	2013
		12-05-2014	

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	3,521	3,521	2,670
Max	3,592	3,592	2,818
Min	2,620	2,245	2,215
Média	3,112	2,812	2,519

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	1.913	4.188	3.791
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	20	16	15
Volume Transaccionado (milhões de acções)	615	1.489	1.505
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,5	5,7	5,8

Dados Accções EDP	1T14	1T13	Δ %
-------------------	------	------	-----

Total de acções (milhões)	3.656,5	3.656,5	-
Acções próprias (milhões)	25,8	30,8	-16,5%

Direcção de Relação com Investidores

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

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