



Resultados 2011

Direcção de Relação com Investidores

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

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

Webcast da Conferencia de Imprensa em Portugues

8 de Março às 17 horas com acesso disponível em directo a partir de:

<http://www.edp.pt/pt/investidores/Pages/ApresentacaoResultados2011.aspx>

Lisboa, 8 de Março de 2012

Performance Financeira Consolidada

Destaques	- 3 -
Decomposição do EBITDA	- 4 -
Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA	- 5 -
Investimento Operacional	- 6 -
Cash Flow	- 7 -
Demonstração da Posição Financeira Consolidada	- 8 -
Dívida Financeira Líquida	- 9 -

Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico	- 11 -
Produção Contratada de Longo Prazo no Mercado Ibérico	- 12 -
Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico	- 13 -
EDP Renováveis	- 16 -
Distribuição de Electricidade e Comercialização de Último Recurso em Portugal	- 19 -
Distribuição de Electricidade em Espanha	- 20 -
Gás - Actividade Regulada	- 21 -
Brasil - Energias do Brasil	- 22 -

Demonstrações de Resultados & Anexos	- 25 -
--	--------

Destaques



Demonstração Resultados (€ M)	2011	2010*	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	5.436	5.404	2,2%	+59
Fornecimentos e serviços externos	901	862	4,5%	+39
Custos com pessoal	574	575	-0,3%	-2
Custos com benefícios sociais	61	153	-60%	-92
Outros custos operacionais (líquidos)	145	200	-28%	-56
Custos Operacionais Líquidos (1)	1.681	1.792	-6,2%	-111
EBITDA	3.756	3.613	4,0%	+143
Provisões	1	104	-99%	-103
Depreciações e amortiz. líquidas (2)	1.488	1.447	2,8%	+41
EBIT	2.267	2.063	9,9%	+205
Result. da alienação de act. financ.	21	61	-66%	-40
Resultados financeiros	(715)	(485)	-48%	-230
Resultados em associadas	19	23	-17%	-4
Resultado Antes de Impostos	1.592	1.662	-4,2%	-69
IRC e Impostos diferidos	260	427	-39%	-167
Operações em descontinuação	-	-	-	-
Resultado líquido do exercício	1.332	1.235	7,9%	+97
Accionistas da EDP	1.125	1.079	4,2%	+46
Interesses não controláveis	207	156	33%	+52

Dados-chave Operacionais	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Empregados (#)	12.305	12.096	1,7%	+209
Capacidade instalada (MW)	23.212	21.990	5,6%	+1.222

Dados-chave Financeiros (€ M)	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
FFO	2.827	2.903	-2,6%	-76
Investimento operacional	2.161	2.667	-19%	-507
Manutenção	752	694	8,4%	+58
Expansão	1.408	1.973	-29%	-565
Investimentos financeiros Líquidos	(146)	(182)	20%	+37

Dados-chave de Balanço (€ M)	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
"Equity value" contabilístico	8.110	7.855	3,2%	+255
Dívida líquida	16.948	16.247	4,3%	+701
Receb. futuros da actividade regulada	1.647	1.443	14%	+204
Dívida líquida/EBITDA (x)	4,5x	4,5x	-	0,0x
Dívida líquida ajustada (3) /EBITDA (x)	4,1x	4,1x	-	0,0x

O EBITDA consolidado subiu 4%, para €3.756M em 2011, suportado pelas redes reguladas (+€161M) e actividade eólica (+€88M). Estas subidas compensaram a evolução da produção contratada de LP (-€52M) e nas actividades liberalizadas (-€56M). Em 2011 a EDP alterou a política contabilística relativa ao custo dos juros e retorno estimado dos activos associados ao fundo de pensões: estes montantes, até agora contabilizados como custos operacionais (2010: €85M), são doravante contabilizados ao nível de resultados financeiros (2011: €88M). Excluindo este impacto, o EBITDA subiu 2% em 2011.

Em 2011, 58% do **EBITDA consolidado foi gerado fora de Portugal**. Adicionalmente, 90% do EBITDA teve origem em actividades contratadas a longo prazo e reguladas, reflectindo o perfil de baixo risco operacional. Em Portugal, onde as actividades são maioritariamente contratadas a LP ou reguladas, temos agora uma maior visibilidade regulatória: (1) em Dez-11, a ERSE publicou os parâmetros para as tarifas de 2012-14, dando visibilidade sobre as tarifas no período e deixando antever um aumento dos activos regulatórios em 2012; (2) o Governo aprovou (Out-11) um DL que adia de 2012 para 2013 o recebimento de €141M relativos revisibilidade de 2010; (3) o Governo anunciou já o calendário para o fim das tarifas reguladas para os restantes consumidores (residenciais) até Jul-13, retirando pressão sobre os desvios/défices tarifário. **Para 2012**, a EDP está a adaptar a sua estratégia de 'hedging' às actuais condições de mercado na P. Ibérica, favorecendo vendas de gás em mercados grossistas. Desta forma, a EDP assegurou já as margens para 80% do montante de gás comprometido e para a totalidade da produção a carvão esperada em 2012. Simultaneamente, a EDP contratou com clientes 20TWh de vendas de electricidade para 2012.

Os custos operacionais líq.⁽¹⁾ caíram 6%, para €1.681M, suportados pela queda de outros custos operacionais líquidos (-€56M) e pelo impacto da alteração de política contabilística de custos com fundos de pensões (-€85M). Ajustado por esta alteração contabilística, os custos operacionais líq. caíram 2%, reflectindo o impacto misto de: (i) custos operacionais €30M mais altos, na medida em que os maiores custos decorrentes do crescimento de actividade na EDPR (+€35M) e o custo de reestruturação incorrido na Produção Contratada de LP (€14M em 2011) foram parcialmente compensados por redução de custos de reestruturação na distribuição de electricidade em Portugal e pelo apertado controlo de custos; (ii) uma redução nos outros custos operacionais líquidos (-€56M), suportada por um ganho de €27M registado na venda de activos de transporte em Espanha, pelo maior impacto da IFRIC 18 (-€29M) e por menores provisões para cobranças duvidosas.

O EBIT cresceu 10%, para €2.267M, impulsionado pelo crescimento do EBITDA e pela extensão de vida útil dos parques eólicos. As **amortizações líquidas** subiram €41M em 2011, com o contributo da expansão do portfólio. **Os resultados financeiros** (-€715M em 2011) reflectem: i) um custo médio de dívida superior (+60p.b. para 4,1%); ii) uma dívida líquida média 7% mais alta, iii) -€88M da alteração na contabilização dos custos com o fundo de pensões; iv) -€58M no valor da nossa participação no BCP; v) -€22M relativos a um processo judicial com um cliente no Brasil. Os **interesses não controláveis** subiram 33%, fruto da redução em 13,8% da nossa participação na EDP Brasil e de uma subida dos resultados líquidos da EDP Renováveis. **O resultado líquido subiu 4%, para €1.125M em 2011**. Um dividendo por acção de €0,185 irá ser proposto para aprovação na próxima Assembleia Geral Anual.

A **dívida líquida** subiu de €16,2MM em Dez-10 para €16,9MM em Dez-11, reflectindo: (1) activos regulatórios €0,2MM mais altos (em €1,6MM a Dez-11); (2) investimentos líquidos de €0,15MM, espelhando a aquisição de 20% da Genesa (€231M), 10% da Naturgas (€214M) conforme acordado em Jul-10 e da central hídrica Jari (€150M), incluindo investimento), os quais não foram totalmente compensados pela venda de 14% da EDP Brasil e da Ampla. Adicionalmente, o grupo EDP pagou dividendos (€754M dos quais €617M aos accionistas da EDP) e o investimento de expansão ascendeu a €1.408M. Até Dez-11, a EDP despendeu €1,4MM em 2,8GW actualmente em construção (1,0GW a arrancar em 2012). Até Dez-11, a EDP investiu €431M em 2011 em 1,2GW comissionados ao longo de 2011. Excluindo os recebimentos futuros relacionados com actividade regulada, o nosso rácio de dívida líquida ajustada/EBITDA manteve-se estável vs. Dez-10, em 4,1x.

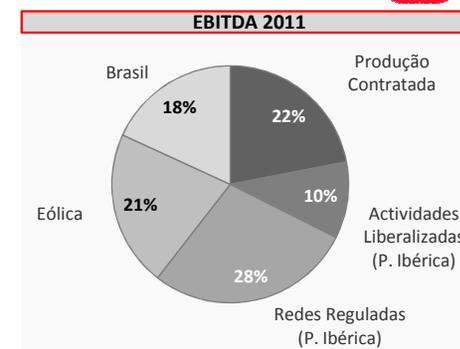
A Dez-11, a EDP detinha uma posição total de caixa e de linhas de crédito disponíveis no valor de €4,1MM. Em Dez-11 e no âmbito do processo de venda pela Párpública de uma posição de 21% da EDP, foi acordada uma parceria com a China Three Gorges (CTG) no âmbito da qual: (i) a CTG comprará posições minoritárias equivalentes a 1,5GW em parques eólicos, num valor aproximado de €2MM (€800M nos primeiros 12 meses após a conclusão da compra); (ii) a EDP contará com uma linha de crédito de €2MM por um prazo até 20 anos; (iii) os 2 grupos desenvolverão novos projectos em parceria. Ajustado destes efeitos, **a EDP conta com uma posição de liquidez de €8,1MM, o que permite cobrir as suas necessidades de refinanciamento até ao 1S15**.

* Nota: As demonstrações financeiras aos 2010 correspondem aos valores reportados em 2010. Deste modo, excluem a alteração contabilística nos custos com fundos de pensões; (1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSEs + Custos Pessoal + Custos benef. Sociais) + Outros custos oper. (Liq.); (2) Deprec. e amortizações líquidas de compensação de amortizações de activos subsidiados (3) Excluindo recebimentos futuros relacionados a act. regulada.

Decomposição do EBITDA



EBITDA (€ M)	2011	2010	Δ %	Δ Abs.	1T10	2T10	3T10	4T10	1T11	2T11	3T11	4T11
Produção Contratada LP	824,2	876,7	-6,0%	-52	213,8	208,4	216,3	238,1	197,9	205,0	207,5	213,8
Actividades Liberalizadas	392,5	448,9	-13%	-56	166,7	124,8	95,7	61,7	131,0	78,8	87,8	94,8
Redes Reguladas P. Ibérica	1.099,9	938,4	17%	+161	232,4	220,1	212,3	273,6	275,7	249,3	276,4	298,5
Eólico	800,7	712,7	12%	+88	184,5	158,4	130,2	239,6	220,1	189,1	139,1	252,4
Brasil	681,7	674,0	1,1%	+8	165,6	175,6	153,9	178,9	198,2	194,3	161,9	127,4
Outros	(43,5)	(37,9)	-	-6	(23,6)	3,9	11,6	(29,9)	(14,8)	-24,2	1,9	-6,4
Consolidado	3.755,6	3.612,8	4,0%	+143	939,6	891,2	820,0	962,0	1.008,2	892,2	874,6	980,6



O EBITDA do Grupo EDP cresceu 4% no período (+€143M) para €3.756M em 2011, suportado pelas redes reguladas (+€161M) e pela EDP Renováveis (+€88M). O EBITDA da produção contratada de longo prazo na P. Ibérica recuou 6% (-€52M) e o das actividades liberalizadas na P. Ibérica caiu 13% (-€56M). As demonstrações financeiras em 2011 reflectem uma alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e ao retorno estimado dos activos associados ao fundo de pensões: estes montantes, que até agora eram contabilizados como custos operacionais (2010: €85M), são doravante contabilizados como custos financeiros (2011: €88M). Excluindo este impacto, o EBITDA subiu 2% em 2011. O impacto de variações cambiais no EBITDA foi negligenciável em 2011.

PRODUÇÃO CONTRATADA DE L.P. NA P. IBÉRICA – O EBITDA recuou 6% (-€52M) para €824M em 2011, reflectindo o impacto misto: i) do fim do PPA da central do Carregado em Dez-10 (-€85M), bem como dos custos de reestruturação (-€14M); e ii) de custos com benefícios sociais inferiores (-€14M) devido à já referida alteração da política contabilística. Excluindo estes impactos, o EBITDA cresceu 4%, suportado por uma maior inflação, por uma disponibilidade das nossas centrais superior à contratada e pelo comissionamento de parcial do equipamento de desnitrificação em Sines.

ACTIVIDADES LIBERALIZADAS NA P. IBÉRICA – O EBITDA caiu 13% (-€56M) para €393M em 2011. O EBITDA do negócio eléctrico recuou 16% (-€67M), reflectindo: i) uma redução nos volumes totais (-2%); ii) margens unitárias inferiores (€9/MWh em 2011 vs. €11/MWh em 2010), explicadas por um custo médio com a compra da electricidade superior e por menores oportunidades de arbitragem; e iii) custos operacionais líquidos superiores, devido à entrada de nova capacidade em operação e à implementação do RD14/2010 (medidas para reduzir o défice tarifário) em Espanha. Estes impactos foram parcialmente compensados por um aumento dos outros proveitos obtidos, nomeadamente com garantia de potência (reflectindo o acréscimo de capacidade instalada em Espanha e a atribuição de valores similares de garantia de potência em Portugal e Espanha). No 4T11, entraram em operação duas das oito centrais híbridas em construção em Portugal: as repotenciações de Picote II (246MW) e Bemposta II (191MW). Apesar da forte competitividade no mercado de retalho, o EBITDA da comercialização de gás na P. Ibérica aumentou 34% (+€11M), devido a vendas de gás no mercado grossista e a uma redução dos custos operacionais no seguimento de menores provisões para cobrança duvidosa.

REDES REGULADAS NA P. IBÉRICA – O EBITDA subiu 17% (+€161M) para €1.100M em 2011. Excluindo os impactos da aplicação da IFRIC18⁽¹⁾ em ambos os anos, da referida alteração contabilística e das vendas de activos, o EBITDA das actividades reguladas aumentou 4% (+€37M). O EBITDA das actividades reguladas de gás na P. Ibérica subiu 11% (+€27M) para €268M em 2011, fruto: i) de um aumento dos proveitos regulados e “fees” de ligação à rede em Espanha; ii) da recuperação de desvios de anos anteriores e início da contabilização dos desvios tarifários do período em Portugal; iii) de um impacto (+€5M) da aplicação da IFRIC18⁽¹⁾; e iii) de uma melhoria dos níveis de eficiência. O EBITDA da distribuição de electricidade em Espanha subiu 34%

para €182M, devido a um ganho de €27M com a venda dos activos de transmissão à REE, a um impacto positivo de €40M em 2011 (+€23M) relativo à IFRIC18⁽¹⁾, a um aumento das receitas reguladas na distribuição (+€9M) e a um aumento de eficiência. O EBITDA da distribuição de electricidade em Portugal (59% do EBITDA das redes reguladas) ascendeu a €651M em 2011. Excluindo o impacto da mencionada alteração contabilística (€59M em 2010) e €21M de mais valia intra-grupo relativa à venda de um terreno em 2011 (sem impacto no consolidado), o EBITDA aumentou 1% para €630M (+€8M). Este aumento reflecte uma redução de 4% nos custos controláveis que mais do que compensou a redução do consumo e o baixo deflactor do PIB implícito nas tarifas de 2011.

EÓLICO – O EBITDA da EDP Renováveis subiu 12% (+€88M) para €801M em 2011, em linha com a expansão da capacidade instalada (+11%) para 7.157MW a Dez-11. O EBITDA em 2011 inclui os seguintes itens não recorrentes: i) +€52M relativos a um teste de reavaliação do justo valor de uma opção de venda e “success fees” da EDPR em Itália; e ii) -€15M de “write-offs” relacionados com a racionalização do pipeline. Adicionalmente, o EBITDA em 2010 inclui um recebimento €16M relativo à antecipação da maturidade de um CAE nos EUA. Excluindo estes impactos, o EBITDA aumentou 10% (+€67M). Os motores de crescimento do EBITDA foram: (1) o **mercado Europeu não ibérico (EBITDA +€23M)**, excluindo o impacto do mencionado teste de reavaliação do justo valor), reflexo de um aumento da capacidade em 287MW, de um aumento do preço médio de venda (+2%) consequência do aumento do contributo dos activos na Polónia e na Roménia, e de factores médios de utilização inferiores (-1pp para 23%); (2) o **Brasil (EBITDA +€13M)**, impulsionado pelo comissionamento do parque eólico de Tramandai (70MW), por um preço médio de venda superior (+9%) e por um factor médio de utilização de 35% (+9pp); (3) **Espanha (EBITDA +€12M)**, incluindo resultados de coberturas, reflectindo um aumento da capacidade em 151MW, um aumento do preço médio de venda (+4%) e uma redução do factor médio de utilização (-2pp para 25%); e (4) os **EUA (EBITDA +€9M)**, incluindo -€13M de impacto cambial e excluindo os referidos impactos) devido a 198MW de nova capacidade, a um factor médio de utilização superior (+1pp para 33%) e a um preço médio de venda inferior (-4%).

BRASIL – O EBITDA cresceu €8M para €682M em 2011 (o impacto cambial foi negligenciável: +€1M devido a uma apreciação de 0,2% do Real face ao Euro). Em moeda local, o EBITDA da EDP Energias do Brasil aumentou 1% fruto: i) do impacto positivo da revisão tarifária da actividade de distribuição (sobretudo na Bandeirante em Out-10); ii) de um crescimento de 2,8% da procura de electricidade, apesar do 4T11 (que cresceu apenas 0,6%) ter sido negativamente afectado por uma redução da procura por parte dos clientes industriais; iii) da actualização do preço médio dos CAEs à inflação; e iv) de uma alocação mais favorável dos volumes contratados no ano, o que foi maioritariamente compensado pelo aumento dos custos controláveis.

Note-se que o já mencionado ganho de €21M com a venda de um terreno por parte da EDP Distribuição a uma empresa do grupo foi compensado ao nível dos “Outros”.

(1) Com a aplicação da IFRIC 18, com impacto apenas nas actividades em Espanha, 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.

Rúbricas de Resultados Abaixo do EBITDA



Provisões & Amortizações (€ M)	2011	2010*	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.755,6	3.612,8	4,0%	+143
Provisões	0,7	103,6	-99%	-103
Amortizações	1.517,2	1.469,0	3,3%	+48
Compensações de amortizações	(29,7)	(22,3)	-33%	-7
EBIT	2.267,4	2.062,5	10%	+205

Resultados Financeiros (€ M)	2011	2010*	Δ %	Δ Abs.
Juros financeiros líquidos	(661,4)	(557,6)	-19%	-104
Custos financeiros capitalizados	140,6	168,7	-17%	-28
Diferenças de câmbio e derivados	(36,3)	(49,7)	27%	+13
Rendimentos de participações de capital	7,9	16,2	-51%	-8
Unwinding c/ resp. pensões e actos médicos	(88,1)	-	-	-88
Outros ganhos e perdas financeiros	(78,1)	(62,5)	-25%	-16
Resultados Financeiros	(715,4)	(485,0)	-48%	-230

Ganhos/(Perdas) Emp. Associadas (€ M)	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
CEM (21%) - China/Macau	9,2	10,2	-9,5%	-1
DECA II (EEGSA (21%)) - Guatemala	-	4,5	-	-5
EDP Renováveis (subsidiárias)	3,9	4,9	-20%	-1
Outros	6,3	3,9	64%	+2
Ganhos/(Perdas) Empresas Associadas	19,5	23,5	-17%	-4

Ganhos/(Perdas) Alien. Act. Financ. (€ M)	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
SEASA - EDP Renováveis	9,4	-	-	+9
Oni SGPS - Telecom Portugal	-	6,9	-	-7
DECA II (EEGSA (21%)) - Guatemala	-	57,0	-	-57
Ampla Energia & Ampla Investimentos	9,5	-	-	+10
Other	2,0	(3,2)	-	+5
Ganhos/(Perdas) Alien. Activos Financ.	20,9	60,8	-66%	-40

Taxa Imposto (€ M)	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Resultados Antes de Impostos	1.592,4	1.661,8	-4,2%	-69
IRC e impostos diferidos	260,4	427,2	-39%	-167
Taxa de imposto efectiva (%)	16,4%	25,7%	-9,4 pp	-
Ganhos/(perdas) alien. operações descont.	-	-	-	-

Interesses não controláveis (€ M)	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
EDP Renováveis	22,3	16,9	32%	+5
HC Energia	2,1	(1,0)	-	+3
Energias do Brasil	160,9	132,3	22%	+29
Outros	22,0	7,5	193%	+15
Interesses não controláveis	207,3	155,7	33%	+52

As **amortizações líquidas (da compensação pelos activos subsidiados)** aumentaram €41M em 2011, justificado por: (i) expansão da capacidade instalada na EDPR; (ii) extensão da capacidade instalada no negócio da produção liberalizada no mercado Ibérico, (iii) impacto de de reavaliação de alguns activos e passivos da EDPR na Europa; o que mais do que compensou (iv) a extensão da vida útil dos parques eólicos (de 20 para 25 anos, em Jun-11) e de outras centrais em Portugal em 2010 e (v) impacto resultante de benefícios fiscais relacionados com custos de amortizações no negócio da produção e distribuição no Brasil.

As **provisões** em 2011 incluem €11M relativos a um processo judicial em curso com um cliente no Brasil (a EDP registou um custo total de €33M, dos quais €11M ao nível do EBIT e €22M nos resultados financeiros), impacto que foi compensado por reduções de provisões, nomeadamente relativas a resoluções favoráveis de processos judiciais em Espanha. O valor de 2011 compara com níveis anormalmente elevados de provisões em 2010.

Resultados Financeiros:

a) Os **juros financeiros líquidos** suportados aumentaram 19% para €661M em 2011 no seguimento de: (i) aumento de c60pb do custo médio da dívida de 3,5% em 2010 para 4,1% em 2011, em linha com o aumento das taxas de juro de curto prazo e (ii) aumento de 7% da dívida líquida média.

b) Os **custos financeiros capitalizados** recuaram 17% reflectindo uma diminuição no nível de trabalhos em curso, nomeadamente na EDP Renováveis.

c) As perdas com **diferenças de câmbio e derivados** diminuíram €13M para €36M em 2011, devido a menores perdas em derivados relacionados com coberturas nos mercados energéticos.

d) **Unwinding com responsabilidades com pensões e actos médicos** atingiu o valor de €88M e inclui o custo dos juros e o retorno estimado dos activos associados ao fundo de pensões. De notar que as demonstrações financeiras do Grupo EDP de 2011 reflectem uma alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: os respectivos montantes, que até agora eram contabilizados como custos operacionais são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros (€88M em 2011 vs. €85M em 2010).

e) Os **outros ganhos e perdas financeiros** em 2011 totalizaram -€78M, incluindo: (i) uma imparidade na nossa participação financeira no BCP (€58M); (ii) uma provisão no valor de €22M decorrente de um processo judicial com um cliente no Brasil.

Ganhos e perdas em empresas associadas: em Out-10, a EDP vendeu a participação de 21% que detinha na DECA II (Guatemala). A rubrica 'EDP Renováveis (subsidiárias)' inclui essencialmente a participação na ENEOP em Portugal, consolidada por equivalência patrimonial (€2,2M em 2011), ao passo que a rubrica 'Outros' reflecte nomeadamente a nossa participação de 20% na Setgas, uma empresa regional de distribuição de gás em Portugal (€3,4M em 2011)

Ganhos e perdas em alienações de activos financeiros: em Abr-11 a EDPR alienou a sua participação de 16,7% na SEASA, que detém 74MW de capacidade instalada num parque eólico em Espanha, reconhecendo um ganho de €9M, e em Out-11 a EDP completou a venda de 7,7% da Ampla Energia e Serviços e Ampla Investimentos e Serviços no Brasil à Endesa, garantindo um ganho de €10M.

Imposto sobre o rendimento: diminuiu €167M devido a impactos não recorrentes nos perímetros de consolidação fiscal na P. Ibérica em 2011.

Os **interesses não controláveis** aumentaram 33% para €207M em 2011, no seguimento da redução da nossa participação na EDP Brasil de 65% para 51% em Jul-11, e do aumento do resultado líquido da EDPR.

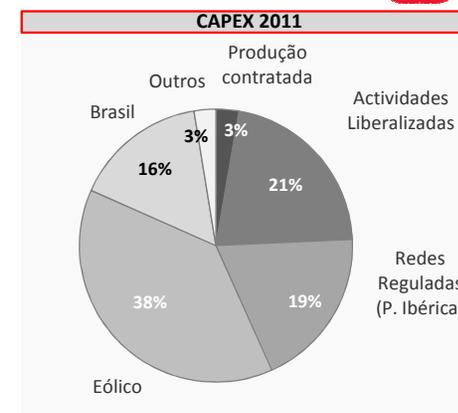
* Nota: As demonstrações financeiras de 2010 correspondem aos valores reportados em 2010. Deste modo, excluem a alteração contabilística nos custos com fundos de pensões.

Investimento Operacional



Invest. Operacional (€ M)	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Prod. contratada (P. Ibérica)	58,9	96,0	-39%	-37
Liberalizado (P. Ibérica)	465,4	466,4	-0,2%	-1
Redes reguladas (P. Ibérica)	410,9	370,7	11%	+40
Eólico	828,7	1.231,7	-33%	-403
Brasil	341,2	427,3	-20,2%	-86
Outros	55,6	75,2	-26%	-20
Grupo EDP	2.160,6	2.667,3	-19%	-507
Expansão	1.408,2	1.972,9	-29%	-565
Manutenção	752,4	694,4	8,4%	+58

	1T10	2T10	3T10	4T10	1T11	2T11	3T11	4T11
Prod. contratada (P. Ibérica)	12,8	22,9	25,1	35,1	13,9	18,4	13,6	13,1
Liberalizado (P. Ibérica)	55,3	96,3	107,0	207,8	49,0	104,1	115,2	197,1
Redes reguladas (P. Ibérica)	65,9	82,2	81,2	141,4	70,5	97,7	90,8	151,9
Eólico	382,0	452,3	285,3	112,1	190,4	154,6	171,1	312,6
Brasil	39,5	82,3	111,4	194,1	63,0	60,8	104,7	112,8
Outros	17,1	3,1	36,9	18,1	5,9	16,8	12,5	20,3
Grupo EDP	572,6	739,1	646,9	708,7	392,7	452,4	507,8	807,8
Expansão	446,6	561,5	444,9	520,0	263,4	271,4	322,2	551,3
Manutenção	126,0	177,7	202,1	188,7	129,3	181,0	185,6	256,5



Projectos em operação em 2011 (€ M)	MW	Investim. 2011
Hídricas Portugal	437	65
Eólico	720	364
Regime especial (excl. eólico)	10	2
Hídrica Brasil	9	1
Total	1.176	431

Projectos em Construção (€ M)	MW	Invest. 2011	Invest. Acumulado (1)
Hídricas Portugal	1.710	318	520
Eólico (2)	375	155	218
Carvão Brasil	360	127	600
Hídrica Brasil	383	34	61
Total	2.828	634	1.400

O investimento operacional consolidado ascendeu a €2.161M em 2011, dos quais 65% foram canalizados para projectos de expansão. Em linha com a estratégia da EDP de investir em actividades de risco controlado, as actividades reguladas e contratadas de longo prazo absorveram 76% do investimento operacional. O investimento de manutenção totalizou €752M em 2011, sendo destinado na sua maioria para as redes reguladas e o Brasil. O investimento de expansão ascendeu a €1.408M, 90% dos quais foram investidos em tecnologias livres de emissão de CO₂ (hídrica e eólica).

O investimento em nova capacidade eólica (c60% do investimento de expansão), reflectido ao nível da EDPR, totalizou €829M e foi sobretudo canalizado para os EUA (49%), Polónia e Roménia (11% em cada um), Espanha (8%) e Brasil (7%). Do total do investimento eólico, €364M foram investidos na conclusão de 720MW que entraram em funcionamento em 2011: 198MW nos EUA, 195MW na Roménia, 151MW em Espanha, 70MW na Polónia e 70MW no Brasil. Adicionalmente, até ao momento, a EDPR despendeu €218M (€155M em 2011) em 375MW actualmente em construção (todos sujeitos a regimes regulados de longo prazo): 215MW nos EUA (estado de Nova Iorque), 80MW na Polónia, 58MW em Espanha, 20MW em Itália e 2MW em Portugal.

O investimento em nova capacidade hídrica (32% do investimento de expansão) totalizou €412M em 2011, maioritariamente alocado (€383M) à construção de 8 centrais hídricas (2.147MW com arranque previstos entre 2011-15). Neste sentido, as duas primeiras centrais a iniciar operações foram as repotenciações de Picote II (246MW em Nov-11) e Bemposta II (191MW em Dez-11), devendo contribuir para uma melhoria da eficiência na gestão dos recursos hídricos na bacia do Douro. Adicionalmente, a repotenciação Alqueva II (256MW, 82% do investimento realizado), deverá arrancar operações no 2S12.

No Brasil, a EDP já investiu: (1) €600M nos 360MW da central a carvão de Pecém; e (2) €61M na repotenciação de Mascarenhas (9MW), com arranque previsto em 2013, e no arranque da construção da nova central de Jari (373MW), com arranque previsto em 2015). A primeira fase da repotenciação de Mascarenhas (9MW) entrou em operação no 2T11.

Em síntese, a EDP aumentou a sua capacidade instalada em 1.212MW em 2011, para 23.2GW. Adicionalmente, até Dez-11, a EDP já investiu €1,4MM em 2,8GW em construção. Em perspectiva, a EDP planeia um investimento total de €2,0MM em 2012. Da capacidade actualmente em construção, a EDP espera iniciar operações durante 2012 em projectos representativos de 1.0GW.

Cash Flow



Cash Flow Consolidado (€ M)	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
EBITDA	3.755,6	3.612,8	4,0%	+143
Imposto corrente	(187,5)	(186,3)	-1%	-1
Juros financeiros líquidos	(661,4)	(557,6)	-19%	-104
Resultados de associadas e dividendos	27,4	39,6	-31%	-12
Outros ajustamentos	(107,3)	(5,5)	-1845%	-102
FFO	2.826,8	2.903,0	-2,6%	-76
Juros financeiros líquidos	661,4	557,6	30%	+104
Resultados e dividendos de associadas	(27,4)	(39,6)	-31%	+12
Investimento em fundo de maneo	(514,0)	(1.578,8)	-	+1.065
Défice e desvios tarifários	(204,3)	(847,4)	-	+643
Outros	(309,7)	(731,5)	-	+422
Cash Flow Operacional	2.946,8	1.842,1	60%	+1.105
Investimento operacional de expansão	(1.408,2)	(1.972,9)	-29%	-565
Investimento operacional em benfeitorias	(752,4)	(694,4)	8,4%	+58
Var. de fundo maneo de fornecedores de imobilizado	(54,0)	(49,9)	8%	+4
Cash Flow Operacional Líquido	732,2	(875,1)	-	+921
Investimentos/desinvestimentos financeiros (líquidos)	(145,6)	(182,3)	-	+37
Juros financeiros líquidos pagos	(530,3)	(414,5)	-28%	-116
Dividendos recebidos de associadas	19,6	37,4	-47,7%	-18
Dividendos pagos	(754,1)	(649,1)	16%	+105
Receb. antecipados de parceiros instit. nos EUA	141,1	228,4	-38%	-87
Varição Cambial	(42,8)	(378,9)	89%	+336
Outras variações não operacionais	(121,5)	(6,0)	-	-115
Redução/(Aumento) da Dívida Líquida	(701,4)	(2.240,3)	69%	+1.567
Principais Investimentos Financeiros Líquidos (€ M)	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Principais Investimentos Financeiros	615,5	283,7	117%	+332
Perímetro consolidação EDP Renováveis	31,6	64,8	-51%	-33
Genesa (participação de 20%)	231,4	-	-	+231
Activos de Gás	213,6	198,4	8%	+15
Jari (Brasil)	122,0	-	-	+122
Outros	17,0	20,5	-17%	-4
Principais Desinvestimentos Financeiros	469,9	101,4	364%	+369
Perímetro consolidação EDP Renováveis	30,4	-	-	+30
Acções EDP Brasil (participação 13,8%)	353,3	-	-	+353
Ampla (participação 7,7%)	85,0	-	-	+85
DECA II (Guatemala)	-	91,2	-	-
Outros	1,3	10,2	-88%	-9
(Investimentos) Financeiros Líquidos/Desinvestimentos	(145,6)	(182,3)	20%	+37

O FFO diminuiu 3% para €2.827M no período devido ao aumento de €104M dos juros financeiros líquidos suportados devido a um aumento do custo médio da dívida em 60pb e por um aumento de 7% da dívida líquida média. Os “outros ajustamentos” reflectem a alteração da política contabilística relativa ao custo dos juros e retorno estimado dos activos associados ao fundo de pensões (€88M) e menores provisões que foram mitigados por um aumento de €143M do EBITDA (ver explicação em “Decomposição do EBITDA”)

O cash flow operacional consolidado aumentou €1.105M em 2011 para €2.947M. De realçar que o cash flow operacional em 2010 teve um impacto negativo relativo ao aumento de €847M nos recebimentos futuros da act. regulada devido ao elevado montante de imposto pago (IRC) em Portugal (€0.4MM) relacionado com a venda sem recurso dos direitos ao recebimento do défice tarifário em Portugal acumulado em 2007, 2008 e 2009 no montante de €1,7MM. Em 2011, os recebimentos futuros da act. regulada aumentaram €223M face ao abrandamento das securitizações em Espanha no 2S11. De realçar que em Jan/Fev-12, a EDP já recebeu €125M de securitizações. O montante de -€310M na rúbrica “Outros do investimento em fundo de maneo” está essencialmente relacionado com a redução de dívidas a fornecedores e impostos.

O investimento operacional de expansão diminuiu 29% em 2011 para €1.408M devido a uma diminuição do investimento na actividade eólica.

Os desinvestimentos financeiros incluem principalmente a venda de 14% do capital da EDP Brasil, registando um encaixe líquido de €353M, venda da participação da Ampla (7,7%) em Out-11 e a venda de duas participações financeiras em parques eólicos (SEASA). Os investimentos financeiros em 2011 incluem a aquisição da participação de 20% na Genesa (exercício de “put option”), pagamento de outra parcela de 10% relativa à aquisição da Naturgas, em Out-11, em linha com o acordo existente com o Ente Vasco de Energia, aquisição da central hídrica de Jari (373MW) no Brasil em Out-11 e montantes relacionados com a actividade da EDPR, como o pagamento de taxas de sucesso relacionadas com o desenvolvimento de projectos eólicos previamente adquiridos pela EDP. De realçar que o processo de privatização que ocorreu no 4T11 implicou um atraso em algumas transações de venda que estavam em curso que é expectável que ocorram no 1S12.

A 13 de Maio de 2011, a EDP pagou o seu dividendo anual totalizando €617M (€0,17/ acção), o que representa um crescimento de 10% face ao ano anterior. O montante de €754M de dividendos pagos em 2011 inclui também o montante pago a interesses não controláveis principalmente ao nível da EDP Brasil.

As “Outras variações não operacionais” refere-se principalmente a empréstimos concedidos à nossa empresa associada ENEOP.

Em conclusão, a dívida líquida em 2011 aumentou €0,7MM, o que compara com um acréscimo de €2,2MM em 2010.

Demonstração da Posição Financeira Consolidada



Activo (€ M)	Dez vs. Dez		
	Dez-11	Dez-10	Δ Abs.
Activos fixos tangíveis	20.708	20.324	385
Activos intangíveis	10.128	9.963	164
Investimentos financeiros	332	591	-259
Impostos diferidos activos	511	515	-4
Activos detidos para venda	202	31	171
Inventários	346	357	-11
Clientes (líquido)	2.152	2.187	-35
Outros devedores (líquido)	5.169	4.897	273
Act. Fin. ao justo valor através dos resultados	0	36	-36
Caixa e equivalentes de caixa	1.732	1.588	143
Total do Activo	41.281	40.489	792

Capital Próprio (€ M)	Dez-11	Dez-10	Δ Abs.
Capital	3.657	3.657	-
Acções próprias e prémios de emissão acções	392	388	4
Resultado líquido, transitados e reservas	4.061	3.810	251
"Equity Value" Contabilístico	8.110	7.855	255
Interesses não controláveis	3.277	2.930	347
Total do Capital Próprio	11.387	10.785	602

Passivo (€ M)	Dez-11	Dez-10	Δ Abs.
Empréstimos (médio e longo -prazo)	15.786	14.887	899
Empréstimos (curto-prazo)	2.999	3.004	-6
Provisões para riscos e encargos	415	431	-16
Conta de hidráulidade	69	75	-6
Impostos diferidos passivos	954	856	98
Credores e outros passivos (líquido)	9.670	10.450	-779
Total do Passivo	29.894	29.704	190

Total do Capital Próprio e Passivo	Dez-11	Dez-10	Δ Abs.
	41.281	40.489	792

Recebimentos Futuros da Act. Regulada (€ M)	Dez-11	Dez-10	Δ Abs.
Portugal - Distribuição e Gás(1)	739	201	539
Portugal - Revisibilidade dos CMEC's	390	488	-98
Espanha (2)	514	759	-245
Brasil (1)	4	(5)	9
Recebimentos Futuros da Activid. Regulada	1.647	1.443	204

Prov. Benef. Sociais e Inst. Partnership (€ M)	Dez-11	Dez-10	Δ Abs.
Pensões (3)	1.004	1.104	-100
Actos médicos	819	800	19
"Institutional partnership" - Passivo líquido (4)	1.024	1.009	15
Prov. Benef. Sociais e Inst. Partnership	2.847	2.914	-67

O montante de **activos fixos tangíveis, intangíveis e "goodwill"** aumentou €0,5MM vs. Dez-10 para €30,8MM a Dez-11, no seguimento de: (1) +€2,2MM relativos ao investimento operacional realizado em 2011; (2) -€1,5MM referentes às amortizações no mesmo período; (3) +€0,3MM relativos a direitos de concessão no Brasil, no seguimento da compra do direitos de exploração da central hidroeléctrica de Santo António do Jari (373MW); e (4) um impacto líquido de -€0,2MM relacionados, por um lado, com a depreciação do Real Brasileiro e do Zlóti da Polónia face ao Euro e, por outro, com a apreciação do Dólar face ao EUR, entre Dez-10 e Dez-11. A Dez-11, o balanço da EDP incluía €3,3MM de trabalhos em curso (11% do total de €30,8MM de activos fixos consolidados), essencialmente relacionados com investimentos já realizados em centrais eléctricas, parques eólicos, equipamentos ou direitos de concessão que ainda não estão em actividade nem a ser amortizados.

O valor contabilístico dos **investimentos financeiros e activos detidos para venda** totalizava €534M a Dez-11, incluindo essencialmente as nossas participações financeiras na CEM (21%), BCP (2,6%) e REN (3,5%). A observada redução de -€0,1MM refere-se essencialmente a efeitos cambiais, a reavaliações de activos e à venda de activos (rede de transmissão em Espanha à REE no 1T11 e uma participação de 7,7% na Ampla Energia e Serviços e na Ampla Investimentos e Serviços à Endesa no 4T11); que foram parcialmente compensados por um aumento de €0,2MM dos activos detidos para venda relacionado com negociações em curso para a possível venda de alguns activos não estratégicos.

As rubricas de **outros devedores (clientes e outros, líquidos)** aumentaram €0,2MM vs. Dez-10 para €7,3MM a Dez-11, reflectindo um aumento dos empréstimos concedidos a empresas associadas ao Grupo EDP (nomeadamente ao consórcio ENEOP – Eólicas de Portugal, no qual a EDPR detém uma participação de 40%). O valor bruto de activos da actividade regulada a receber no futuro manteve-se relativamente estável, reflexo: (1) de uma redução de €0,3MM do dífice tarifário pendente em Espanha; (2) de uma diminuição de €0,1MM dos activos da actividade regulada a receber no futuro relativos aos CMEC em Portugal; e (3) a um aumento de €0,4MM dos activos da actividade regulada a receber no futuro respeitantes às actividades de distribuição de energia e comercialização de último recurso (CUR) em Portugal.

O montante total de activos da actividade regulada a receber no futuro aumentou €204M para €1,6MM em Dez-11, essencialmente consequência de: (1) uma redução de €245M do montante proveniente de Espanha (fortemente impactado pelo recebimento de €504M no período relativos à securitização de parte do dífice tarifário); e (2) um aumento de €441M do montante originado em Portugal (aumento dos activos da actividade regulada a receber no futuro para as actividades de distribuição de energia e CUR, e diminuição dos relativos aos CMEC).

Os **capitais próprios** atribuíveis aos accionistas da EDP aumentaram €255M em 2011, reflectindo o resultado líquido do período, que ascendeu a €1.125M, o pagamento de €617M de dividendos, o impacto negativo em reservas da depreciação do Real e do Zlóti face ao Euro no período (-€0,25bn), e o aumento dos interesses não controláveis (+€0,3MM) após a venda de 13,8% da EDP Brasil (Jul-11).

A rubrica de **credores e outros passivos (líquidos)** caiu €0,8MM vs. Dez-10 para €9,7MM a Dez-11, devido: (1) à diminuição da rubrica de fornecedores (-€0,1MM) e fornecedores de imobilizado (-€0,1MM); (2) ao pagamento, em Abr-11, de €0,2MM pela compra por parte da EDPR de uma participação de 20% na Genesa no seguimento da decisão da CajaMadrid de exercer a sua opção de venda (a Dez-10, a responsabilidade associada a esta opção estava em "credores e outros passivos – responsabilidades com opções sobre interesses não controláveis"); (3) ao pagamento, em Out-11, de €0,2MM pela compra de mais 10% da Naturgas, em linha com o acordo existente com o Ente Vasco de Energia; (4) a uma redução dos passivos da actividade regulada a pagar no futuro (-€0,2MM); e (5) a um decréscimo do montante de **passivos relativos a benefícios aos empregados com planos de pensões e actos médicos** (-€0,1MM), que a Dez-11 totalizavam €1,8MM (bruto, antes de impostos diferidos), reflexo dos pagamentos efectuados no período e de não se terem adicionado responsabilidades pela entrada de novos empregados para estes planos de benefícios – mais de 70% destes passivos estão relacionados com as actividades reguladas de distribuição e comercialização de electricidade em Portugal, pelo que a maioria dos mesmos deverá fazer parte da base de custos regulada no momento do pagamento. O **passivo líquido relativo a parcerias institucionais** relacionado com as nossas operações eólicas nos EUA manteve-se estável nos €1,0MM – este montante é ajustado de proveitos diferidos, relacionados com benefícios fiscais já atribuídos aos investidores institucionais; os passivos ajustados de parcerias institucionais deverão reduzir gradualmente ao longo da vida útil de cada parque eólico. Em 2011, a EDPR assinou dois novos acordos de financiamento com parceiros institucionais: i) USD116M, em Jul-11, relativos ao parque eólico Timber Road II de 99MW (Ohio); e ii) USD124M, em Dez-11 (USD97M de encaixe inicial) referentes ao parque eólico Blue Canyon VI de 99MW (Oklahoma).

(1) Desvios tarifários a serem recuperados/(devolvidos) em anos subsequentes através das tarifas na distribuição e comercialização de último recurso de electr. e gás em Portugal
(3) Pensões incluem o valor da provisão relacionada com os custos do Programa de Apoio à Reestruturação da EDPR, que estão a ser recuperados na tarifa.

(2) Montantes líquidos dos custos com "CO2 Clawback".
(4) Ajustado por proveitos não-recorrentes diferidos.

Dívida Financeira Líquida Consolidada

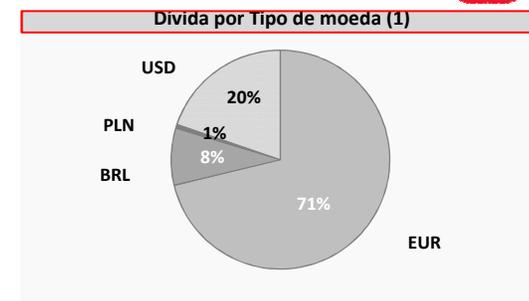
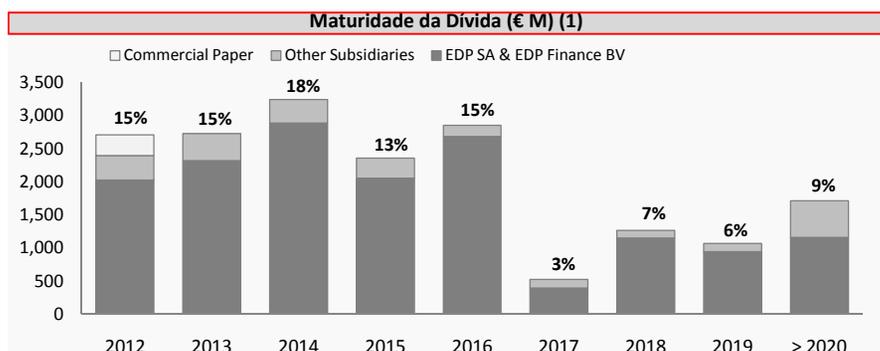


Dívida Financeira Nominal por subsidiária (€M)	Dez-11	Dez-10	Δ %	Δ Abs.
EDP S.A. e EDP Finance BV	15.909,1	15.161,3	5%	748
EDP Produção + HC Energia + Portgás	259,3	332,5	-22%	-73
EDP Renováveis	833,8	728,9	14%	105
EDP Brasil	1.406,1	1.452,0	-3%	-46
Dívida Financeira Nominal	18.408,4	17.674,6	4%	734
Juros da dívida a liquidar	304,4	265,1	15%	39
"Fair Value"(cobertura dívida)	72,3	(48,0)	-	120
Derivados associados com dívida	(105,1)	(20,9)	-	-84
Dívida Financeira	18.680,0	17.870,7	5%	809
Caixa e Equivalentes	1.731,5	1.588,2	9%	143
EDP S.A., EDP Finance BV e outros	1.140,8	579,6	97%	561
EDP Renováveis	219,9	500,6	-56%	-281
EDP Brasil	370,8	507,9	-27%	-137
Activos financ. ao justo valor atrav. resultados	0,2	35,7	-99%	-36
Dívida líquida do Grupo EDP	16.948,3	16.246,8	4%	701

Linhas de Crédito em Dez-11 (€M)	Montante Máximo	Número de Contrapartes	Montante Disponível	Maturidade
Linha Crédito "Revolving"	2.000	21	1.600	Nov-15
Linhas Crédito Domésticas	145	10	145	Renewable
Progr. de P Comer. Tomada Firme	650	3	650	Renewable
Total Credit Lines	2.795		2.395	

Debt Ratings	S&P	Moody's	Fitch
EDP SA & EDP Finance BV	BB+/Neg/A2	Ba1/Neg/NP	BBB+/Neg/F2
Último Relatório de Rating	01-02-2012	16-02-2012	23-12-2011

Rácios de Dívida	2011	2010
Dívida Líquida / EBITDA	4,5x	4,5x
Dívida Líquida / EBITDA ajustado	4,1x	4,1x



A **dívida financeira** da EDP é emitida essencialmente ao nível da "holding" (EDP SA/EDP BV), tanto através do mercado obrigacionista (público e privado) como de empréstimos bancários. Os nossos investimentos/operações são financiados em moeda local mitigando assim o risco cambial. A EDP Brasil financia-se em moeda local, sem recurso à EDP. Os outros financiamentos externos do Grupo EDP consistem essencialmente em "project finance" maioritariamente realizados por algumas subsidiárias da EDP Renováveis. A nossa dívida em USD é totalmente utilizada no financiamento de investimentos eólicos da EDP Renováveis nos EUA, sendo emitida ao nível da EDP BV e posteriormente emprestada internamente.

A estratégia de financiamento da EDP visa manter o acesso a fontes de financiamento diversificadas e garantir as suas necessidades de caixa com 24 meses de antecedência. A EDP tem como objectivo uma melhoria constante da sua posição de "free cash flow" e dos rácios de crédito nos próximos anos. Em 2011, a dívida líquida/EBITDA e dívida líquida/EBITDA ajustada de recebimentos futuros da actividade regulada da EDP foi 4,5x e 4,1x respectivamente. Em Fev-12, a Moody's e a S&P reduziram o rating da EDP em consequência da diminuição do rating da República de Portugal. O rating atribuído à EDP pela S&P está agora um nível acima da República de Portugal, o rating da Moodys está 2 enquanto que o da Fitch está 3 níveis acima, reflectindo o diferencial máximo de rating permitido entre a EDP e Portugal de acordo com as metodologias de notação de rating seguidas por cada agência, o que dificulta a EDP de demonstrar o seu distinto perfil de crédito.

Em Jan-11, a EDP assinou com o Banco Europeu de Investimento um contrato de financiamento de €300M com prazo de 15 anos com o intuito de financiar a repotenciação de novas centrais hídricas em Portugal. Em Fev-11, a EDP emitiu obrigações no montante de €750M com vencimento em Fev-16 e cupão de 5,875%. Ainda em Fev-11, a EDP emitiu obrigações no montante de CHF230M com vencimento em Fev-14 e cupão de 3,5%, que foram convertidas para Euros. Em Abr-11, a EDP contratou um empréstimo sindicato no montante de €300M e com maturidade de 3 anos. Em Ago-11, a EDP realizou uma colocação privada no montante de €300M com vencimento em Ago-12 à taxa variável e contratou um novo programa de papel comercial doméstico no montante de €300M, que se encontra totalmente utilizado. Em Dez-11, a EDP realizou uma emissão de retalho no montante de €200M com maturidade de 3 anos e cupão de 6%. Em 2011, a EDP executou estruturas contratuais de "Project Finance" na Roménia (€188M) e no Brasil (R\$228M).

De acordo com a parceria estratégica com o CTG, esta empresa irá investir €2MM em participações minoritárias em parques eólicos até 2015 (€0,8MM nos 12 meses após o fecho da parceria, (incluindo cofinanciamento de investimento operacional) e um compromisso firme de financiamento por um banco chinês à EDP, no montante até €2MM para uma maturidade até 20 anos após o fecho da parceria.

Em Dez-11, o prazo médio da dívida era de 4,4 anos (sem incluir o impacto da transacção com a CTG). O peso da taxa variável na dívida consolidada do Grupo diminuiu (56% variável/44% fixo em Dez-10 para 50% variável/50% fixo em Dez-11). As nossas principais taxas de referência são a Euribor a 1 mês/3 meses. Em Dez-11, o total de caixa e linhas de crédito disponíveis ascendia a 4,1MM. Isto inclui €1,7MM em caixa e equivalentes, €2,4MM em linhas de crédito disponíveis, dos quais €650M em programas de papel comercial com colocação garantida e €1,6MM de um financiamento de €2MM na modalidade "revolving" com maturidade residual de 4 anos. Esta posição de liquidez permite à EDP cobrir as suas necessidades de fundos até ao 1S13.

(1) Valor Nominal.

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



Áreas de Negócio

Sistema Eléctrico e de Gás no Mercado Ibérico



Balanço Eléctrico (TWh)	Portugal (1)			Espanha			Península Ibérica		
	2011	2010	Δ%	2011	2010	Δ%	2011	2010	Δ%
Hidroeléctrica	10,8	14,9	-27%	27,7	38,7	-28%	38,5	53,5	-28%
Nuclear	-	-	-	57,7	62,0	-7,0%	57,7	62,0	-7,0%
Carvão	9,1	6,6	39%	43,4	22,1	97%	52,6	28,6	83%
CCGT	10,3	10,7	-3,6%	50,6	64,6	-22%	60,9	75,3	-19%
Fuel/gas/diesel	(0,0)	0,0	-	-	1,8	-	(0,0)	1,9	-
Auto-consumo	-	-	-	(7,2)	(6,7)	7,7%	(7,2)	(6,7)	7,7%
(-) Bombagem	(0,7)	(0,5)	44%	(3,2)	(4,5)	-27%	(4,0)	(5,0)	-20%
Regime Convencional	29,5	31,7	-6,8%	168,9	178,0	-5,1%	198,4	209,7	-5,4%
Eólica	9,0	9,0	-0,2%	41,7	43,4	-3,9%	50,7	52,4	-3,3%
Outras	9,2	8,9	3,2%	50,7	47,5	6,6%	59,9	56,4	6,1%
Regime Especial	18,2	17,9	1,5%	92,4	90,9	1,6%	110,5	108,8	1,6%
Importação/(exportação)	2,8	2,6	7,2%	(6,1)	(8,3)	-27%	(3,3)	(5,7)	-42%
Consumo Referido à Emissão	50,5	52,2	-3,2%	255,2	260,6	-2,1%	305,7	312,8	-2,3%
Corrigido temperatura, dias úteis			-2,3%			-1,2%			n.a.

Procura de Gás (TWh)	Portugal			Espanha			Península Ibérica		
	2011	2010	Δ%	2011	2010	Δ%	2011	2010	Δ%
Procura convencional	35,5	34,8	1,9%	262,9	265,0	-0,8%	298,4	299,8	-0,5%
Procura para produção electricidade	21,3	22,3	-4,4%	109,9	135,6	-19%	131,2	157,9	-17%
Procura Total	56,8	57,1	-0,6%	372,8	400,7	-7,0%	429,6	457,8	-6,2%

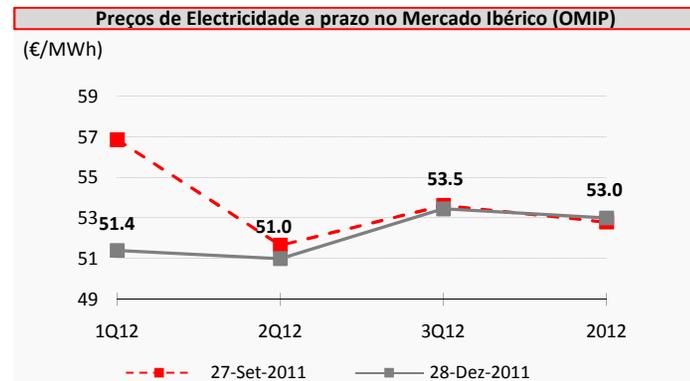
A procura de electricidade na P. Ibérica (P.I.) recuou 2,3% em 2011 e 5,4% no 4T11 vs. 4T10. Em Espanha (83% do consumo), a procura recuou 2,1% devido a uma menor procura e aos efeitos de temperatura e dias úteis. Em Portugal (17% do total), a procura recuou 3,2% suportada pelos segmentos residencial e de PME.

Apesar da menor procura total (-7TWh) e do acréscimo de produção em regime especial (+1,7TWh, impulsionada pelo solar), a procura residual térmica (PRT) subiu 7% (+8TWh), suportada por (i) uma redução na produção hídrica líquida (-14TWh), decorrente de um factor de produção mais baixo (0,9x em 2011 vs. 1,3x em 2010), e (ii) menor produção nuclear. O aumento da PRT foi integralmente satisfeito pelas centrais a carvão (+24TWh em 2011), enquanto a produção das CCGTs baixou 14TWh em 2011. Como resultado da maior competitividade-custo das centrais a carvão face às CCGTs e da implementação do RDL 1221/10 em Espanha (Fev-11), o factor médio de utilização das centrais a carvão em 2011 subiu 18p.p. para 41% em Espanha (59% em Portugal), enquanto o das CCGTs recuou 8p.p. para 23% (31% em Portugal). A produção eólica recuou 3% em 2011, penalizada por uma quebra de 13% no 4T11 (vs. 4T10) fruto de fracos recursos eólicos (índice de produtividade eólica: 0,97 em 2011 vs. 1,08 em 2010).

O preço médio à vista em Espanha subiu 35% em 2011. Face ao 3T11, o preço à vista recuou 4%, para €52/MWh no 4T11, suportado por condições atmosféricas relativamente amenas para a época (com menor pressão sobre os preços de gás), preços de combustíveis estáveis e preços de CO₂ em queda. O preço médio de licenças CO₂ em 2011 caiu 10%, ainda que o preço no final de 2011 se situasse 50% abaixo do final de 2010, em €7,3/ton. O preço médio final da electricidade em Espanha subiu 34% em 2011, ficando €10/MWh acima do preço da pool devido à contribuição de serviços de sistema e garantia de potência.

O consumo de gás na P.I. recuou 6,2% em 2011, decorrente de uma quebra de 13% no 4T11 (vs. 4T10), em especial nas CCGTs. A procura convencional recuou 0,5%, reflectindo o impacto misto de um maior consumo em Portugal (+1,9%) e um consumo inferior em Espanha (-0,8%). O consumo de gás na produção de electricidade caiu 17% em 2011, reflectindo menos horas de funcionamento das CCGTs, tanto em Portugal como em Espanha.

Capacidade Instalada Electricidade (GW)	Península Ibérica		
	2011	2010	Δ%
Hídrica	21,5	21,2	1,2%
Nuclear	7,5	7,5	-
Carvão	12,6	12,6	0%
CCGT	28,7	27,5	4%
Fuel/gas/diesel	2,9	4,7	-38%
Regime Convencional	73,2	73,4	-0,4%
Eólica	25,6	23,9	7,1%
PRE's (outras)	18,6	17,2	8,2%
Regime Especial	44,3	41,2	7,6%
Total	117,4	114,6	2,5%



Factores Chave	2011	2010	Δ%
Coef. hidráulica (1,0 = ano médio)			
Portugal	0,92	1,31	-30%
Espanha	0,83	1,33	-38%
Preço de elect. à vista, €/MWh (1)			
Portugal	50,4	37,2	35%
Espanha	49,9	36,9	35%
Preço final elect. à vista, €/MWh (1) (2)			
Espanha	60,0	44,7	34%
Direitos de emissão de CO ₂ , €/ton (1)	12,9	14,5	-10%
Carvão (API2 CIF ARA), USD/t (1)	122,5	86,3	42%
Gás (CMP), €/MWh (1)	25,1	21,6	16%
Gás NBP, €/MWh (1)	22,2	16,8	32%
Brent, USD/Barril (1)	110,9	80,2	38%
EUR/USD (1)	1,39	1,33	5,0%

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



DR Operacional (€ M)	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Receitas CAE/CMEC	1.146,2	1.068,4	7,3%	+78
Receitas no mercado (i)	909,2	755,5	20%	+154
Desvio anual (ii)	234,4	221,3	6%	+13
Acréscimo de proveitos CAE/CMECs (iii)	2,7	91,6	-97%	-89
Custos Directos: CAE/CMEC	246,5	106,5	131%	+140
Carvão	244,1	134,8	81%	+109
Fuel	3,0	9,2	-67%	-6
CO2 e outros custos (líquidos)	(0,6)	(37,4)	98%	+37
Margem Bruta CAE/CMEC	899,7	961,9	-6,5%	-62
Térmica (coger., resíduos e biomassa)	68,2	59,2	15%	+9
Mini-hídricas	41,0	55,3	-26%	-14
Margem Bruta Regime Especial	109,2	114,4	-4,6%	-5
Custos Operacionais Líquidos (1)	184,7	199,7	-7,5%	-15
EBITDA	824,2	876,7	-6,0%	-52
Amortizações & provisões líquidas	209,6	213,8	-2,0%	-4
EBIT	614,6	662,9	-7,3%	-48
Em Res. Financ.: Ganhos Hedging (Liq.) (2)	(6,7)	(14,6)	54%	+8
Empregados (#)	1.325	1.400	-5,4%	-75
CAE/CMEC: Dados-chave	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Disponibil. Real/Contratada				
Hídrica	1,02	1,01	1,0%	+0,0
Térmica	1,09	1,10	-0,5%	-0,0
Capacidade Instalada (MW)	6.221	6.931	-10%	-710
Hídrica (3)	4.094	4.094	-	-
Carvão	1.180	1.180	-	-
Fuelóleo	946	1.657	-43%	-710
Regime Especial: Dados-chave	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Produção de Electricidade (GWh)	2.385	2.534	-5,9%	-150
Mini-hídricas Portugal	438	622	-30%	-184
Térmica em Portugal	1.105	1.003	10%	+103
Térmica em Espanha	841	910	-7,5%	-69
Margem Bruta Média (€/MWh)				
Mini-hídricas Portugal	93	89	5,3%	+5
Térmica em Portugal	33	29	15%	+4
Térmica em Espanha	37	36	3,3%	+1
Investimento Operacional (€M)	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Produção PPA/CMEC	48,0	79,8	-40%	-32
Recorrente - Hídricas	25,5	22,9	11%	+3
Recorrente - Térmicas	5,8	21,6	-73%	-16
Não recorrentes (ambiental)	16,7	35,3	-53%	-19
Regime Especial	10,9	16,2	-33%	-5
Expansão	1,6	12,3	-87%	-11
Manutenção	9,2	3,9	136%	+5
Total	58,9	96,0	-39%	-37

As demonstrações financeiras em 2011 reflectem a alteração da nossa política contabilística em relação ao custo dos juros e retorno estimado dos activos associados ao fundo de pensões: estes custos, até agora registados como custos operacionais (2010: €14M), são doravante registados em resultados financeiros (2011: €14M). O EBITDA da produção contratada de LP caiu 6% (-€52M), para €824M em 2011, reflectindo: i) a exclusão da central do Carregado deste portfólio (-€85M) e custos de reestruturação (€14M em 2011), por um lado; e ii) +€14M resultante da referida alteração de política contabilística, por outro lado. Ajustado destes efeitos, o EBITDA subiu 4%, suportado por uma inflação mais alta, disponibilidade das nossas centrais acima de níveis assumidos e comissionamento parcial do equipamento de desnitrificação em Sines.

A margem bruta de CAE/CMEC desceu 6% (-€62M), para €900m devido ao fim do CAE da central do Carregado em Dez-10 (710MW, €94M em 2010) e à menor contribuição de resultados com combustíveis (+€0,8M em 2011 vs. +€19M em 2010). Ajustada destes efeitos, a margem bruta subiu 6% em 2011, suportada por uma inflação mais alta (+€27M), níveis de disponibilidade acima do contratado (+2% nas hídricas, +9% nas térmicas) e pelo comissionamento do equipamento de desnitrificação em metade dos grupos de Sines, em Jan-11 (+€13M).

O desvio anual entre a margem bruta implícita nos pressupostos dos CMEC e nas actuais condições de mercado ascendeu a €234M em 2011 (valor a recuperar nos próximos 24 meses através das tarifas de acesso, pagas por todos os consumidores de electricidade em Portugal), impulsionado por um 4T11 muito seco. O desvio gerado nas centrais térmicas em 2011 (€231M) resultou de: (i) uma produção 16% abaixo da referência do CMEC; (ii) uma margem média unitária c40% abaixo do nível contratado nos CMEC; e (iii) disponibilidade das nossas centrais acima do valor contratado. As centrais hídricas registaram um desvio de €3,4M, reflectindo o impacto misto de (i) um preço médio alcançado 3% acima da referência CMEC, (ii) uma produção 1% abaixo da referência CMEC decorrente de uma quebra de 28% no 4T11 (vs. 4T10); e (iii) de níveis de disponibilidade superiores ao contratado. Como parte integrante das tarifas publicadas pela ERSE em 15-Dez e em linha com o DL 109/2011 de 19-Nov, o desvio anual relativo ao ano 2010 não recuperado através das tarifas em 2011 (€141M) será apenas recuperado em 2013 (e não em 2012).

A margem bruta em regime especial recuou 5%, para €109M em 2011, tendo a menor produção das centrais mini-hídricas (-30%) sido quase compensada por uma subida de 15% na margem bruta das centrais térmicas, com origem nas operações em Portugal (+10% de produção, +15% de margem unitária).

Os custos operacionais líquidos⁽¹⁾ (€185M em 2011) reflectem a política de controlo de custos, a exclusão da central do Carregado do portfólio de produção contratada (-€9M), o impacto da alteração contabilística acima referida (-€14M) e custos de reestruturação (€14M em 2011). As amortizações líquidas e provisões caíram 2%, suportado pela extensão da vida útil em diversas centrais ocorrida em 2010.

O investimento operacional na produção contratada de LP ascendeu a €59M em 2011, 31% do qual destinado a projectos não recorrentes. O investimento não recorrente foi maioritariamente dedicado ao projecto de desnitrificação de Sines (€17M em 2011). Este projecto de €100M será remunerado sob o regime de CAE/CMEC: 8,5% ROA antes de inflação e impostos; totalmente amortizado até 2017. Em Jan-11, 50% deste projecto entrou em operação; os restantes 50% deverão ser comissionados no início de 2012. O investimento de expansão no regime especial respeita à central de cogeração Tudela (10MW em Espanha), em operação desde Jan-11.

NOTA EXPLICATIVA DOS CAE/CMEC

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

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

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

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

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

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

(2) Inclui €18M de perdas realizadas em 2011 (vs. Perdas de €2M em 2010); (3) Inclui Agueira e Raiva (360MW), cuja gestão foi cedida à Iberdrola Generación por um período de 5 anos, a partir de Abr-09.

Actividades Liberalizadas no Mercado Ibérico



DR Operacional (1) (€ M)	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	769,2	820,2	-6%	-51
Produção de electricidade	486,3	474,2	3%	+12
Portugal	146,4	172,3	-15%	-26
Espanha	350,3	292,6	20%	+58
Ajustamentos	-10,4	9,3	-	-20
Comercialização de electricidade	205,6	273,2	-25%	-68
Comercialização de gás	77,3	72,8	6,1%	+4
Custos Operacionais Líquidos (2)	376,8	371,3	1,5%	+6
EBITDA	392,5	448,9	-13%	-56
Provisões	-21,6	93,2	-	-115
Depreciações e amortizações líquidas	256,0	225,1	14%	+31
EBIT	158,0	130,6	21%	+27

EBITDA das actividades liberalizadas ascendeu a €393M em 2011. Apesar da subida do EBITDA verificada no 2S11 (+16% vs. 2S10), o EBITDA 2011 recuou 13% pressionado por uma descida da margem bruta unitária na electricidade e de custos decorrentes da implementação do RD14/2010 em Espanha (medidas para reduzir o défice tarifário). No 4T11, a EDP iniciou operações em duas das oito centrais até agora em construção em Portugal: as repotenciações de Picote II (246MW em Nov-11) e Bemposta II (191MW em Dez-11). Estas centrais de baixo custo e com zero emissão de CO₂ melhoram a eficiência de gestão de água na bacia do Douro, permitindo produzir mais num ano hídrico médio e tirar maior partido da procura e preços em horas de pico.

No negócio de electricidade, a margem bruta em 2011 ficou €55M abaixo de 2010, apesar da subida encetada no 2S11 (+4%) suportada por uma recuperação da margem média unitária alcançada (+10% no 2S11 vs. 2S10). A margem bruta de electricidade em 2011 foi influenciada por uma quebra de 2,3% nos volumes totais e por uma margem média unitária inferior (€9/MWh em 2011 vs. €11/MWh em 2010). Estes impactos foram apenas parcialmente compensados por um aumento de outros proveitos obtidos, nomeadamente com garantia de potência (reflectindo o acréscimo de capacidade instalada em Espanha e a atribuição de valores similares de garantia de potência em Portugal e Espanha: €20/KW para CCGTs e centrais hídricas com capacidade de bombagem). O volume vendido a clientes finais foi 2x a nossa produção, traduzindo as condições de mercado e a nossa estratégia de abastecimento de gás flexível.

Performance Electricidade	2011	2010	Δ%	2011	2010	Δ%
	Produção (GWh)			Custo Variável (€/MWh) (3)		
Produção Electricidade	15.196	17.144	-11%	39,4	35,2	12%
Compras de Electricidade	32.839	32.012	2,6%	54,5	41,7	31%
Fontes de Electricidade	48.034	49.156	-2,3%	49,7	39,4	26%

Volumes: O volume vendido totalizou 48TWh em 2011, reflectindo vendas a clientes finais 1,2% mais altas (suportado por Portugal: +4%) e por vendas no mercado grossista 9% inferiores (já que os preços na pool mais altos e menos voláteis se traduziram em menores oportunidades de arbitragem). Em 2011, a nossa produção desceu 11%, já que (i) a menor produção hídrica (-24%) e em CCGTs (-27% como resultado da gestão otimizada da nossa frota flexível num ambiente de mercado adverso); compensou o acréscimo de 26% da produção a carvão, suportada pela implementação do RDL 1221/10 em Espanha (Fev-11) e por uma paragem mais longa do que esperado na central de Aboño em 2010. As compras de electricidade na pool subiram 3% em 2011. Face ao 3T11, o 4T11 ficou marcado por uma maior contribuição de compras na pool na satisfação das nossas necessidades de electricidade (70% do total) e pela continuada competitividade-custo das centrais o carvão face às CCGTs. Desta forma, as compras de electricidade no 4T11 subiram 2% (vs. 4T10) e a produção a carvão cresceu 18%, enquanto a produção hídrica e em CCGTs recuou 39% em 50%, respectivamente.

	Vendas Electric. (GWh)			Preço Médio (€/MWh) (4)		
Perdas na Rede	1.514	1.455	-	n.a.	n.a.	-
Clientes Finais - Retalho	30.747	30.395	1,2%	56,6	51,6	10%
Mercado Grossista	15.774	17.306	-8,9%	64,9	49,4	31%
Destinos de Electricidade	48.034	49.156	-2,3%	57,5	49,3	17%

Margens ⁽³⁾⁽⁴⁾: A margem média alcançada foi €9/MWh em 2011 (-17%), suportada por uma subida de 10% no 2S11 (vs. 2S10). Estas margens reflectem os termos previamente contratados com clientes (e anteriormente divulgados) e menores ganhos com oportunidades de arbitragem. O **custo médio da electricidade vendida** subiu 26% em 2011 (-1% no 4T11 vs. 3T11), impulsionado por (i) um custo de produção mais alto (+12%), suportado por um mix de geração mais caro (por força de recursos hídricos mais escassos), custos de combustíveis mais elevados e por um custo médio da electricidade comprada na pool mais alto (+31%, decorrente de um preço médio na pool superior). O **preço médio de venda** subiu 17% em 2011 (+4% no 4T11 vs. 3T11), impulsionado por um preço médio de venda em mercado grossista 31% mais alto (fruto de preços à vista superiores e maior procura nos mercados de serviços complementares) e um preço de venda a clientes de retalho 12% mais elevado.

Margem Bruta Electricidade (€ M)	2011	2010	Δ%	Δ Abs.
Antes de Coberturas (€/MWh)	7,8	9,9	-20%	-2
Proveniente de Coberturas (€/MWh) (5)	1,0	0,8	28%	+0
Margem Unitária (€/MWh)	8,8	10,6	-17%	-2
Volume Total (TWh)	48,0	49,2	-2,3%	-1
Fontes & Destinos Electricidade	423,6	522,3	-19%	-99
Serviços Comerciais Partilhados (1)	163,1	166,0	-1,8%	-3
Outros (6)	105,3	59,1	78%	+46
Total	691,9	747,3	-7%	-55

Para 2012, a EDP está a adaptar a sua estratégia de 'hedging' 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 as margens para 80% do montante de gás comprometido e para a totalidade da produção a carvão esperada em 2012. Simultaneamente, a EDP contratou com clientes 20TWh de vendas de electricidade para 2012.

Destinos de Gás (TWh)	2011	2010	Δ%	Δ Abs.
Consumo em centrais térmicas EDP	22,8	25,5	-10,6%	-3
Vendido a Clientes Finais - Retalho Liberalizado (7)	31,9	34,6	-8%	-3
Total	54,8	60,1	-8,9%	-5

O nosso abastecimento de gás em 2011 baseia-se num portfólio anual de 4,3bcm afecto a contratos de longo prazo. O consumo de gás caiu 9% em 2011, para 55TWh (4,7bcm) suportado por vendas a clientes 8% mais baixas e por um menor consumo nas nossas centrais (-11%).

(1) Inclui EDP Sol. Comerciais, a empresa de serviços comerciais partilhados em Portugal; (2) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais) + Outros custos operac. (Líqu.)

(3) Inclui custos com combustíveis, custos com CO₂ líquido de licenças gratuitas, resultados de coberturas, custos de sistema; (4) Inclui preço de venda líquido de tarifa de acesso, serviços de sistema;

(5) Inclui resultados de cobertura de electricidade; (6) Inclui garantia de potência, serviços prestados e outros; (7) Excluindo vendas às nossas unidades de cogeração

Produção Liberalizada no Mercado Ibérico



DR Operacional (€ M)	2011	2010	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	486,3	474,2	2,6%	+12
Portugal	146,4	172,3	-15%	-26
Espanha	350,3	292,6	20%	+58
Ajustamentos	-10,4	9,3	-	-20
Fornecimentos e serviços externos	60,6	56,3	7,7%	+4
Custos com pessoal	35,6	33,3	7,0%	+2
Custos com benefícios sociais	2,3	1,8	28%	+1
Outros custos operacionais (líq.)	24,8	24,4	2%	+0
Custos Operacionais Líquidos (1)	123,3	115,7	6,5%	+8
EBITDA	363,1	358,4	1,3%	+5
Provisões	(3,8)	32,1	-	-36
Deprec. e amortizações líquidas	233,7	204,0	15%	+30
EBIT	133,1	122,3	8,9%	+11

Empregados (#)	784	772	1,6%	+12
----------------	-----	-----	------	-----

Dados-chave	2011	2010	Δ%	Δ Abs.
Produção Electricidade (GWh)	15.196	17.144	-11%	-1.948
CCGT	6.826	9.342	-27%	-2.516
Carvão	5.354	4.244	26%	+1.110
Hidroeléctrica	1.804	2.368	-24%	-564
Nuclear	1.212	1.190	1,8%	+22
Custos Variáveis (€/MWh) (2)	39,4	35,2	12%	+4,2
CCGT	60,3	51,4	17%	+8,9
Carvão	32,0	27,4	17%	+4,6
Hidroeléctrica	5,8	0,9	543%	+4,9
Nuclear	4,1	3,7	9,3%	+0,3
Factores de Utilização (%)				
CCGT	21%	32%	-	-11p.p.
Carvão	42%	33%	-	9p.p.
Hidroeléctrica	21%	30%	-	-8p.p.
Nuclear	89%	87%	-	2p.p.
Emissões CO2 (M. ton.)				
Total de emissões (3)	9,4	9,1	4%	+0
Licenças gratuitas (3)	10,8	9,8	10%	+1

Investimento Operacional (€ M)	2011	2010	Δ%	Δ Abs.
Expansão	412,0	389,7	5,7%	+22
CCGT	-	84,1	-	-84
Hidroeléctrica	412,0	305,6	35%	+106
Manutenção	38,6	63,3	-39%	-25
Recorrente	38,6	63,6	-39%	-25
Não recorrente (ambiental)	-	(0,3)	-	+0
Total	450,6	453,0	-0,5%	-2

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

A **produção** das nossas centrais desceu 11% em 2011, para 15,2TWh, na medida em que o aumento de produção a carvão (+1,1TWh) foi compensado pela redução de produção em CCGT (-2,5TWh) e centrais hídricas (-0,6TWh). Como resultado da produção a carvão mais alta, as **emissões de CO₂** subiram 4% em 2011 mas, ainda assim, ficaram aquém das licenças gratuitas atribuíveis ao período (-13%). No 4T11, reforçámos o nosso portfólio de geração em mercado livre de emissões CO₂ com o arranque de dois projectos hídricos de repotenciação: Picote II (246MW), em operação desde Nov-11, e Bemposta II (191MW), em operação desde Dez-11. Note-se que estas repotenciações, com um baixo investimento associado (€0,6M/MW instalado) e responsáveis por um acréscimo de 48% na nossa capacidade hídrica em mercado, contribuirão para melhorar a gestão de recursos hídricos na bacia do Douro, permitindo produzir mais num ano hídrico médio e tirar maior partido de oportunidades existentes no mercado em horas de pico. O **custo médio de produção unitário** da nossa produção em mercado subiu para €39/MWh em 2011 (+12%), essencialmente devido à maior contribuição de centrais a carvão para o mix de geração e pelo aumento do custo de combustíveis.

Carvão: A **produção** cresceu 26% em 2011, suportada pela implementação do RDL 1221/10 (carvão doméstico), em Espanha, e pela paragem mais longa do que previsto em Aboño, em 2010. O factor médio de utilização subiu 9p.p. vs. 2010, para 42% em 2011, reflectindo um factor médio de utilização no 4T11 de 50%. A partir de 26-Fev-11, a nossa central Soto 3 produz electricidade ao abrigo do RD 1221/2010: enquanto a sua produção em 2011 ficou 12% abaixo do nível garantido, a Resolução 20651, de 30-Dez-11, define uma margem contratada em Soto 3 para um volume equivalente a 1.362GWh em 2012. O **custo médio da produção** a carvão situou-se em €32/MWh (+17% em 2011, impulsionado pelo custo de carvão mais alto), evidenciando uma estabilização no 4T11 (+1% vs. 3T11).

CCGTs: A **produção** desceu 27% em 2011, reflectindo uma queda de 11pp no factor médio de utilização (para 21%), decorrente de um agravamento do custo de produção e pela entrada em vigor do RDL 1221/10. O **custo médio de produção** subiu 17% em 2011, fruto de um custo de gás mais alto e menor volume de produção. Em 2011, as nossas centrais em Portugal e Espanha receberam um valor similar de garantia de potência: €20/kW/ano.

Hídrica e nuclear: A produção hídrica recuou 24% em 2011. O custo médio de produção (€5,8/MWh) reflecte o custo de bombagem em Alqueva, correspondente a um desconto de 40% sobre o preço à vista. Por sua vez, a produção nuclear subiu 2% devido a uma subida do factor médio de utilização (+2pp), para 89%.

Em 2011, o volume vendido em mercados complementares atingiu 4,5TWh (vs. 2,8TWh em 2010). A implementação do RDL 1221/10 justificou um acréscimo na produção da nossa central Soto 3 e, bem assim, nos volumes vendidos em mercado de restrições.

Em Out-11, o Governo Espanhol publicou o RD 1544/2011, definindo as regras para o pagamento da tarifa de acesso às redes de transporte e distribuição de electricidade (€0,5/MWh), por todos os produtores (em vigor desde 1-Jan-11, conforme definido no RD 14/2010). A mesma decisão foi tomada em Portugal, com as tarifas de 2012 a incorporarem uma taxa de €0,5/MWh. Em Nov-11, o Governo espanhol publicou uma Ordem Ministerial (ITC/3127/2011), aprovando (i) um aumento da garantia de potência atribuída a CCGTs, de €20/KW para €26/KW. Este incentivo ao investimento é atribuído por um período de 10 anos partir da entrada em operação; (ii) um prémio de disponibilidade, a definir anualmente (€5,15/MW em 2012), a atribuir a centrais a carvão importado, CCGTs e centrais hídricas.

Os **custos operacionais** líquidos⁽¹⁾ subiram 7%, para €123M em 2011, suportados pelo efeito da aplicação do RDL 14/2010 (medidas para reduzir o défice tarifário) em Espanha (+€17M) e pelo acréscimo de capacidade instalada. As **amortizações líquidas** subiram 15% influenciadas pelo aumento de capacidade instalada e maiores horas de funcionamento das centrais a carvão.

O **investimento operacional em produção liberalizada** ascendeu a €451M, 91% do qual referente ao desenvolvimento de nova capacidade hídrica. Este investimento de expansão foi maioritariamente canalizado para a construção de 8 projectos: 5 repotenciações de centrais hídricas (Picote II, Bemposta II, Alqueva II, Venda Nova III, Salamonde II) e 3 novas centrais hídricas (Baixo Sabor, Ribeiradio e Foz Tua), com arranque previsto em 2011/15. Picote II (246MW) e Bemposta II (191MW) iniciaram operações em Nov-11 e Dez-11, respectivamente. Um terceiro projecto (Alqueva II, 256MW) arrancará com operações no 2S12. O investimento em manutenção ascendeu a €39M em 2011.

(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 (1) (€ M)	Comercialização Electricidade			
	2011	2010	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	205,6	273,2	-25%	-68
Fornecimentos e serviços externos	172,5	162,1	6,4%	+10
Custos com pessoal	48,6	44,8	8,4%	+4
Custos com benefícios sociais	4,5	5,7	-22%	-1
Outros custos operacionais (líq.)	(6,0)	2,3	-	-8
Custos Operacionais Líquidos (2)	219,6	215,0	2,1%	+5
EBITDA	(14,0)	58,2	-	-72
Provisões	(4,7)	24,5	-	-29
Depreciações e amortizações líquidas	21,4	20,6	3,6%	+1
EBIT	(30,6)	13,1	-	-44

As subsidiárias da EDP que operam na comercialização liberalizada têm contratos intra-grupo de abastecimento de electricidade e gás com outras empresas do grupo EDP. Em linha com a crescente liberalização do mercado em Portugal, a EDP Soluções Comerciais (plataforma comercial de serviços partilhados em Portugal) foi incluída no perímetro de consolidação da comercialização de electricidade em 2010 e 2011. A contribuição desta empresa para o EBITDA foi de €27M em 2011 vs. €24M em 2010.

Comercialização de electricidade em Portugal – Os volumes vendidos a clientes no mercado livre cresceram 4% no período para 9,1TWh em 2011, reflexo da captação de alguns grandes clientes industriais. Trimestralmente, os volumes fornecidos caíram 5%, reflexo de uma concorrência intensa no segmento industrial, da falta de competitividade do mercado livre no segmento residencial (vs. as tarifas reguladas) e da estratégia da EDP de enfoque nos segmentos mais atractivos. Em consequência, a quota de mercado da EDP fixou-se nos 42% em 2011, vs. 51% em 2010. Num ambiente de grande concorrência, as margens unitárias diminuiram no período, uma vez que o aumento de 7% do **preço médio de venda**, para €55/MWh, não foi suficiente para compensar o aumento do custo com a compra de energia e das tarifas de acesso.

DR Operacional (€ M)	Comercialização Gás			
	2011	2010	Δ%	Δ Abs.
Margem Bruta	77,3	72,8	6,1%	+4
Fornecimentos e serviços externos	20,7	22,0	-5,8%	-1
Custos com pessoal	3,3	3,3	-0,9%	-0
Custos com benefícios sociais	0,1	0,1	22%	+0
Outros custos operacionais (líq.)	9,9	15,2	-35%	-5
Custos Operacionais Líquidos (2)	34,0	40,5	-16%	-7
EBITDA	43,3	32,3	34%	+11
Provisões	(13,1)	36,6	-	-50
Depreciações e amortizações líquidas	0,9	0,5	83%	+0
EBIT	55,5	(4,8)	-	+60

Comercialização de electricidade em Espanha – Os volumes vendidos aos nossos clientes no mercado livre aumentaram 1% no período para 20,5TWh em 2011, devido à expansão da carteira de clientes (+7%), que traduz a estratégia da EDP de enfoque nos clientes mais atractivos. Numa base trimestral, os volumes fornecidos caíram 4% vs. 3T11, reflexo de uma concorrência intensa e de uma redução da procura. A nossa quota de mercado fixou-se nos 12%, evidenciando a capacidade da EDP em manter uma quota em comercialização que é o dobro da quota na produção. O **preço médio de venda** alcançou os €59/MWh em 2011, o que representa um crescimento de 13% no período, embora com margens unitárias inferiores.

Comercialização de gás em Portugal & Espanha – Os volumes comercializados em Espanha caíram 5% no período para 28,3TWh em 2011, enquanto os volumes comercializados em Portugal diminuiram 2% para 6,8TWh em 2011, reflexo de uma redução da procura bem como de uma política de contratação de clientes selectiva em condições de mercado exigentes. A quota de mercado em Espanha manteve-se estável nos 11%, enquanto em Portugal, a quota de mercado atingiu os 15%, vs. 28% em 2010. A **margem bruta unitária ibérica** recuou para €0,4/MWh em 2011, reflectindo uma maior pressão competitiva no mercado. Apesar do elevado ambiente concorrencial no mercado de retalho, a margem bruta da actividade de comercialização de gás aumentou €4M, reflexo de vendas de gás no mercado grossista mais altas.

Dados-chave	2011	2010	Δ%	Δ Abs.
Electricidade em Portugal				
Volume Vendido (GWh)	9.132	8.794	3,8%	+337
Quota de Mercado (%)	42%	51%	-	-9 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	54,6	51,0	7,1%	+4
Número de Clientes (mil)	282	314	-10%	-32
Electricidade em Espanha				
Mercado Livre				
Volume Vendido (GWh)	20.529	20.342	0,9%	+186
Quota de Mercado (%)	12%	12%	-	0 p.p.
Preço Médio Venda (€/MWh)	58,5	51,9	13%	+7
Número de Clientes (mil)	699	651	7,4%	+48
Comercial. Último Recurso				
Volume Vendido (GWh)	833	1.099	-24%	-266
Número de Clientes (mil)	317	359	-12%	-42
Gás em Espanha & Portugal				
Espanha - Volume Vendido (GWh)	28.259	29.809	-5,2%	-1.551
Espanha - Quota Mercado (%)	11%	11%	-	0 p.p.
Portugal - Volume Vendido (GWh)	6.786	6.938	-2,2%	-153
Portugal - Quota Mercado (%) (3)	15%	28%	-	-13 p.p.
Margem Bruta Média (€/MWh)	0,4	0,8	-45%	-0
Número de Clientes (mil)	789	824	-4,2%	-35
Investimento Oper. (Electr.&Gás, P. Ib.)	14,9	13,5	10%	+1
Empregados (Port&Esp, P. Ibérica)	1.025	914	12%	+111

Os custos operacionais líquidos das actividades de comercialização de electricidade e gás beneficiaram de uma redução das provisões para cobrança duvidosa, induzida por uma política de contratação de clientes mais selectiva.

Perspectivas:

As margens de comercialização de electricidade e gás, tanto em Portugal como em Espanha, deverão manter-se sob pressão em 2012, devido ao efeito conjunto de preços elevados na “pool” (electricidade), de tarifas de último recurso competitivas e de um exigente ambiente concorrencial.

Em termos de volumes, espera-se que os mercados livres em Portugal e Espanha continuem a crescer, enquanto que a concorrência deverá permanecer intensa. Ainda assim, nos próximos trimestres, espera-se uma redução das vendas de gás a clientes industriais (Portugal e Espanha), devido a um desvio de gás para mercados grossistas, onde as margens são relativamente mais atractivas. Em Portugal, o processo de liberalização do mercado eléctrico em curso deverá proporcionar um estímulo adicional à expansão do mercado livre. De notar que a tarifa transitória de último recurso, penalizadora e aplicável aos grandes clientes em Portugal (abrangendo todos os segmentos à excepção dos de baixa tensão normal), cujo fim estava previsto a partir de 1-Jan-2012, foi prolongada para o ano 2012. Os clientes que permanecem nesta opção tarifária deverão progressivamente transitar para o mercado livre até final de 2012. Relativamente aos clientes residenciais e pequenos comércio (baixa tensão normal), o fim da tarifa de último recurso está previsto a partir de 1-Jul-2012, para os clientes com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kVA e acima ou igual a 10,35 kVA, e a partir de 1-Jan-2013 para os clientes com potência contratada abaixo de 10,35 kVA. Para estes segmentos, existe um período de transição de até 3 anos, pelo que a transferência destes clientes para o mercado livre deverá ser progressiva.

(1) Inclui EDP Sol Comerciais, plataforma de serviços comerciais partilhados do grupo em Portugal; (2) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operac. (Forn. e serv. externos + Custos com Pessoal + Custos com benef. Sociais) + Outros custos operac. (Líq.). (3) Com base no segmento de consumo GN>10.000 m³/ano.

EDP Renováveis: Performance Financeira



Demonst. de Resultados	EDP Renováveis (€ M)			
	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	957,2	840,6	14%	+117
Forn. e serviços externos	225,1	196,2	15%	+29
Custos com Pessoal	60,8	54,8	11%	+6
Outros custos operac. (líq.)	(129,4)	(123,2)	5,1%	-6
Custos Operacionais Líq. (1)	156,5	127,9	22%	+29
EBITDA	800,7	712,7	12%	+88
Provisões	(0,3)	(0,2)	-	-0
Amortizações líquidas	453,5	423,0	7,2%	+31
EBIT	347,5	289,9	20%	+58
Result. alienação act. financ.	10,5	0,0	-	+10
Resultados financeiros	(244,1)	(174,1)	40%	-70
Resultados em associadas	4,8	5,0	-4,8%	-0
Resultados Antes de Impostos	118,7	120,8	-1,8%	-2

Dados gerais	2011	2010	Δ %
Capacid. Instalada (MW)	7.157	6.437	11%
Europa	3.652	3.200	14%
EUA	3.422	3.224	6,1%
Brasil	84	14	507%
Electric. Produzida (GWh)	16.800	14.352	17%
Europa	7.301	6.632	10%
EUA	9.330	7.689	21%
Brasil	170	31	451%
Factor méd. utilização (%)	29%	29%	-1 p.p.
Preço méd. venda (€/MWh)	57,7	58,4	-1,3%
EBITDA (€m)	800,7	712,7	12%
Europa	539,3	461,7	17%
EUA	270,2	288,3	-6,3%
Outros e Ajustamentos	(8,7)	(37,3)	-77%
EBIT (€m)	347,5	289,9	20%
Europa	288,6	254,2	14%
EUA	74,2	75,9	-2,3%
Outros e Ajustamentos	(15,3)	(40,2)	-62%
Investim. Operac. (€m) (2)	828,7	1.231,7	-33%
Europa	367,7	539,1	-32%
EUA	404,3	613,9	-34%
Brasil	62,2	71,7	-13%

Dados da Acção	2011	2010	Δ %
Cotação no fim do período (€/acção)	4,73	4,34	9,0%
Total de acções (milhões)	872,3	872,3	-
Participação detida pela EDP (%)	77,5%	77,5%	-

Dados relevantes de Balanço (€M)	2011	2010	Δ %
Empréstimos bancários e outros (Líq.)	617,1	196,8	-
Dívida c/ empresas EDP (Líq.)	2.770,2	2.574,7	7,6%
Dívida Líquida	3.387,3	2.771,5	22%
Interesses não controláveis	126,6	125,5	0,8%
Passivo líq. parcerias invest. Instituc. (3)	1.023,6	1.008,8	1,5%
Valor Contabilístico	5.327,2	5.268,0	1,1%
Euro/USD - Taxa de fim do período	1,29	1,34	-3,2%

Resultados Financeiros (€ M)	2011	2010	Δ %
Juros financeiros líquidos	(189,5)	(166,9)	-14%
Custos parcerias c/ inv. Institucionais	(62,4)	(64,8)	3,7%
Custos capitalizados	33,9	68,4	-50%
Diferenças Cambiais	(21,7)	(1,4)	-
Outros	(4,5)	(9,5)	53%
Resultados Financeiros	(244,1)	(174,1)	-40%

Dados Operacionais	2011	2010	Δ %
Empregados (#)	796	833	-4,4%
Opex / MW Médio em operação (€mil)	40,2	42,6	-5,6%

A EDP Renováveis (EDPR) detém e opera os parques eólicos do Grupo EDP (8 países) e analisa e desenvolve projectos para novos parques (11 países). Os principais mercados onde opera são Espanha (37% do EBITDA da EDPR em 2011) e os EUA (33%). Os restantes mercados incluem Portugal (14%), França, Polónia, Roménia, Bélgica e Brasil (estes cinco representam 16% do EBITDA da EDPR em 2011).

O EBITDA da EDPR subiu 12% no período (+€88M) para €801M em 2011, em linha com o aumento de 11% da capacidade para 7.157MW a Dez-11. O EBITDA em 2011 inclui os seguintes itens não recorrentes: i) +€52M relativos a um teste de reavaliação do justo valor de uma opção de venda e "success fees" da EDPR em Itália; e ii) -€15M de "write-offs" relacionados com a racionalização do pipeline, dos quais €11M dos EUA. Adicionalmente, o EBITDA em 2010 inclui um recebimento €16M relativo à antecipação da maturidade de um CAE nos EUA. Excluindo estes impactos, o EBITDA aumentou 10% (+€67M). Os motores de crescimento do EBITDA foram: (1) **o mercado Europeu não ibérico (EBITDA +€23M)**, excluindo o impacto do mencionado teste de reavaliação do justo valor), reflexo de um aumento da capacidade em 287MW (40% do total instalado), de um aumento do preço médio de venda (+2% para €96/MWh), devido ao maior contributo dos activos na Polónia e Roménia, e de factores médios de utilização inferiores (-1pp para 23%); (2) **o Brasil (EBITDA +€13M)**, devido ao comissionamento do parque eólico do Tramandaí de 70MW (10% do total instalado), a um preço médio de venda superior (+9% para R\$278/MWh) e a um factor médio de utilização de 35% (+9pp); (3) **Espanha (EBITDA +€12M)**, incluindo resultados de coberturas, reflectindo um aumento da capacidade em 151MW (21% do total instalado), um aumento do preço médio de venda (+4% para €83/MWh) e uma redução do factor médio de utilização (-2pp para 25%); e (4) **os EUA (EBITDA +€9M)**, incluindo -€13M de impacto cambial e excluindo os referidos impactos), devido a 198MW de nova capacidade (28% do total instalado), a um factor médio de utilização superior (+1pp para 33%) e a um preço médio de venda inferior (-4% para USD46/MWh). **As amortizações líquidas** aumentaram €31M, reflexo: i) da expansão do

portfólio da EDPR; e ii) de um impacto de €41M relativo à reavaliação de alguns activos e passivos da EDPR na Europa, que foram parcialmente compensados iii) pela extensão (de 20 para 25 anos) da vida útil dos activos eólicos. **O EBIT da EDPR subiu 20% (+€58M) para €347M em 2011.**

A dívida líquida da EDPR subiu 22% no período (+€0,6MM) para €3,4MM a Dez-11, reflexo do investimento em nova capacidade, do pagamento (Abr-11) de €231M pelo aumento de 80% para 100% da participação da EDPR no capital da Genesa (sub-holding espanhola), e de uma apreciação de 3% do Dólar face ao Euro (a Dez-11, 37% da dívida da EDPR estava denominada em USD). A dívida líquida da EDPR contraída junto de instituições financeiras, relativa essencialmente a "project finance", representava 22% da dívida líquida a Dez-11. Em 2011, a EDPR executou €290M de "project finance" para parques eólicos na Roménia e no Brasil, bem como €260M de "project finance" para o segundo bloco de parques eólicos desenvolvidos em Portugal através do consórcio ENEOP, para financiamento em 2012. Os **passivos relativos a parcerias institucionais** nos EUA mantiveram-se estáveis nos €1,0MM. Em 2011, a EDPR assinou dois novos acordos de financiamento com parceiros institucionais: i) USD116M, em Jul-11, relativos ao parque eólico Timber Road II de 99MW (Ohio); e ii) USD124M, em Dez-11 (USD97M de encaixe inicial) referentes ao parque eólico Blue Canyon VI de 99MW (Oklahoma).

As **despesas financeiras líquidas** aumentaram 40% no período (+€70M): i) os encargos com juros líquidos subiram 14% (+€23M), devido ao aumento da dívida bruta média (Dez-11: €3,6MM vs. Dez-10: €3,1MM) e a uma subida do custo médio da dívida (2011: 5,4% vs. 2010: 5,2%); ii) os custos capitalizados caíram €34M, reflexo da redução do montante de imobilizado em curso; e iii) as diferenças cambiais desfavoráveis aumentaram €20M, reflexo dos activos e passivos detidos em Zloty (Polónia), Leu (Roménia) e USD.

(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 proventos diferidos.

EDP Renováveis: EUA & Espanha



EUA	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	3.422	3.224	6,1%	+198
Em "PTC"	2.123	2.024	4,9%	+99
Em "cash grant flip"	500	401	25%	+99
Em "cash grant"	799	799	-	-
Factor médio de utilização (%)	33%	32%	-	1,0 p.p.
Preço médio de venda (USD/MWh)	45,7	47,7	-4,1%	-2,0
Euro/USD - Taxa média do período	1,39	1,33	5,0%	+0,07
CAE/Coberturas				
Capacidade instalada (MW) (1)	2.659	2.459	8,1%	+200
Electricidade produzida (GWh)	6.716	5.367	25%	+1.349
Preço médio de venda (USD/MWh)	50,8	53,9	-5,7%	-3,1
Mercado				
Capacidade instalada (MW) (1)	763	764	-0,2%	-2
Electricidade produzida (GWh)	2.614	2.323	13%	+291
Preço médio de venda (USD/MWh)	30,1	31,1	-3,0%	-0,9
Margem Bruta (USD M)	422	365	16%	+57
Receitas PTC & Outras (USD M)	155	142	10%	+13
Margem Bruta Ajustada (USD M)	577	506	14%	+71
EBITDA (USD M)	376	382	-1,6%	-6
EBIT (USD M)	103	101	2,6%	+3
Inv. Operacional Líquido (USD M)	563	814	-31%	-251
Inv. Operacional Bruto	564	1.038	-46%	-474
"Cash grant" recebido	(1)	(224)	-	+223
Capacidade em construção (MW)	215	99	117%	+116

Espanha	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada total (MW)	2.201	2.050	7,4%	+151
Factor médio de utilização (%)	25%	27%	-	-2 p.p.
Preço médio obtido pool (€/MWh)	46,8	34,5	36%	+12,3
Preço médio final venda (€/MWh) (2)	82,5	79,1	4,3%	+3,4
Capacidade - Regime Transitório				
Capacidade instalada (MW)	1.153	1.153	-	+0
Electricidade produzida (GWh)	2.443	2.755	-11%	-312
Capacidade - RD 661/2007				
Capacidade instalada (MW)	1.048	897	17%	+151
Electricidade produzida (GWh)	2.141	1.600	34%	+541
Resultados da Cobertura (€ M)	(9,3)	11,7	-	-21
Margem Bruta (€ M) (2)	370	343	8,0%	+27
EBITDA (€ M) (2)	286	274	4,4%	+12
EBIT (€ M) (2)	153	136	12%	+17
Investimento operacional (€ M)	70	111	-37%	-42
Capacidade em construção (MW)	58	201	-71%	-143

Nos EUA, a capacidade aumentou 198MW, reflexo: i) da entrada em operação de Timber Road II (99MW no Ohio; produção vendida através de CAE; incentivos fiscais recebidos através de "cash flip deal"); e ii) do comissionamento de Blue Canyon VI (99MW no Oklahoma; produção vendida em mercado (SPP); incentivos fiscais recebidos através de acordo de financiamento com parceiros institucionais) – o parque eólico de Blue Canyon VI beneficia de características muito competitivas, dado o baixo custo investimento e um factor médio de utilização acima dos 40%, o que permite à EDPR maximizar a criação de valor do projecto através da incorporação dos PTCs ("Production Tax Credits") em detrimento do subsídio financeiro ("cash grant").

O preço médio de venda (excluindo receitas com incentivos fiscais) da energia vendida através de CAE/coberturas caiu 6% para USD51/MWh, fruto de novos contratos assinados com preços iniciais inferiores, que beneficiam de taxas de actualização anual superiores, e de menores receitas associadas a compensações por cortes na transmissão. O preço médio de venda em mercado caiu 3% para USD30/MWh, reflexo de uma redução dos preços da electricidade no mercado à vista (baixos preços de gás, fraca procura de electricidade e inverno ameno). No total, o preço médio de venda nos EUA caiu 4% para USD46/MWh. O factor médio de utilização fixou-se nos 33% em 2011, o que representou um aumento de 1pp. **A margem bruta (incluindo receitas de PTCs) subiu USD71M para USD577M em 2011.** Os custos operacionais aumentaram 62% no período (+€77M): i) o ano 2011 inclui -USD16M relacionados com a racionalização do pipeline; e ii) o ano 2010 inclui um recebimento USD21M relativo a uma transacção efectuada no 4T10 para a antecipação da maturidade de um CAE nos EUA do ano 2022 para o ano 2015 (permitindo a cristalização do valor dos últimos anos do contrato). Excluindo estes impactos, os custos operacionais subiram 28%, em linha com a expansão da actividade. **Assim, o EBITDA em 2011 diminuiu USD6M para USD376M**, uma vez que o aumento da capacidade em operação, bem como a melhoria do factor médio de utilização, foram mais do que compensados por um aumento dos custos operacionais. **O EBIT aumentou USD3M para USD103M**, reflexo da extensão da vida útil dos parques eólicos. Em Dez-11, a EDPR tinha 215MW em construção nos EUA, relativos ao parque eólico Marble River em Nova Iorque (mercados NYISO/NEISO), com entrada em funcionamento prevista para 2012 e com um CAE de 10 anos associado à venda dos "Renewable Energy Certificates" (RECs). Recorde-se que em Dez-10, o governo americano prolongou o prazo de validade da opção fiscal "cash grant" para os parques eólicos que entraram em construção antes de Dez-11 e que entrem em operação antes de Dez-12.

Em Espanha, a remuneração dos nossos parques eólicos baseia-se: (1) num regime transitório (para a capacidade instalada antes de 2008), de acordo com o qual os produtores eólicos recebem uma tarifa variável correspondente a 'preço médio obtido na "pool" + prémio fixo (€38,3/MWh) – no início de 2013, os parques que estejam sob este regime transitam para o regime do RD 661/2007; (2) no regime do RD 661/2007 (para a capacidade instalada após 2008), que oferece duas opções: (a) uma tarifa variável equivalente a 'preço médio obtido na "pool" + prémio (€20,1/MWh reflexo de uma redução temporária de 35% até final de 2012)', com um máximo (€91,7/MWh) e um mínimo (€76,9/MWh); ou (b) uma tarifa fixa de €79,1/MWh. Todas as remunerações fixadas pelo RD 661/2007 (incluindo máximos, mínimos e prémio) são actualizadas à inflação ("CPI-X") e garantidas por 20 anos. A EDPR está a transferir a sua capacidade sujeita ao RD 661/2007 da opção de tarifa variável para a opção de tarifa fixa, actualmente mais atractiva (a Dez-11, 92% da capacidade abrangida pelo RD 661/2007 estava a ser remunerada pela opção de tarifa fixa).

O EBITDA da EDPR em Espanha (incluindo resultados com coberturas) aumento €12M no período para €286M em 2011. O EBIT melhorou €17M para €153M em 2011, reflexo de menores amortizações líquidas, uma vez que o impacto associado ao aumento da capacidade instalada foi mais do que compensado pela extensão da vida útil dos parques eólicos. Em 2011, a EDPR expandiu o seu portfólio de capacidade em Espanha em 151 MW. O preço médio aplicado à capacidade em regime transitório fixou-se nos €90/MWh (excluindo resultados com coberturas), consequência da recuperação do preço médio obtido na "pool" (+36%), e o preço médio aplicado à capacidade abrangida pelo RD661/2007 atingiu os €78/MWh, reflectindo a capacidade adicional (+774MW) remunerada ao abrigo da opção de tarifa fixa. Em linha com a estratégia da EDPR para redução da sua exposição à volatilidade do mercado, foram vendidos 1,6TWh a prazo em 2011. Assim, a tarifa média eólica em Espanha, incluindo os resultados com coberturas, subiu 4% para €83/MWh, o que compensou um factor médio de utilização inferior (-2pp para 25% em 2011). De notar que dos 4,6TWh produzidos em 2011, 82% foram vendidos sem exposição a preços de mercado, através de coberturas (1,6TWh), tarifa fixa (1,5TWh) ou mecanismo de tarifa mínima (0,6TWh), sendo que apenas 18% (0,8TWh) foram vendidos a preço de mercado acrescido de um prémio de €38,3/MWh. Para 2012, a EDPR vendeu a prazo 1,8TWh a um preço médio de €52/MWh para a capacidade sob o regime transitório. A Dez-11, a EDPR tinha 58MW em construção em Espanha e 52MW adicionais em pré-registo (com entrada em construção e operação em 2012). De notar que em Jan-12, o governo espanhol introduziu uma moratória no pagamento do prémio a todos os novos projectos de capacidade eólica que não estão em pré-registo, tendo mantido o status quo e remuneração de longo prazo para a capacidade instalada e projectos em pré-registo.

(1) 359 MW apresentados como capacidade instalada em CAE/Coberturas ainda se encontram a vender energia no Mercado dado que os CAE que já foram assinados serão somente válidos a partir de Jan-12 para 184MW e Jun-12 para 175MW.

(2) Inclui os ganhos/perdas de cobertura

EDP Renováveis: Portugal, Resto da Europa & Brasil



Portugal	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	613	599	2,3%	+14
Factor médio de utilização (%)	27%	29%	-	-2 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	1.391	1.472	-5,6%	-82
Preço médio de venda (€/MWh)	99	94	5,2%	+5
Margem Bruta (€ M)	139	140	-1,2%	-2
EBITDA (€ M)	111	116	-4,3%	-5
EBIT (€ M)	83	82	1,5%	+1
Investimento operacional (€ M)	11	8	43%	+3
Capacidade em construção (MW)	2	-	-	+2
ENEOP Capacidade Instalada (MW)	326	239	36%	+87

Resto da Europa (2)	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
França & Bélgica				
Capacidade instalada (MW)	363	341	6,3%	+22
Factor médio de utilização (%)	23%	23%	-	0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	705	595	18%	+110
Preço médio de venda (€/MWh)	91	92	-1,5%	-1
Polónia				
Capacidade instalada (MW)	190	120	58%	+70
Factor médio de utilização (%)	27%	28%	-0,5%	-0 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	376	194	94%	+182
Preço médio de venda (PLN/MWh)	449	445	0,8%	+3
Euro/PLN - Taxa média do período	4,12	3,99	3,3%	+0,13
Roménia				
Capacidade instalada (MW)	285	90	217%	+195
Factor médio de utilização (%)	16%	-	-	-
Electricidade produzida (GWh)	245	15	-	+230
Preço médio de venda (RON/MWh)	378	250	51%	+128
Euro/RON - Taxa média do período	4,24	4,21	0,6%	+0,03
Margem Bruta (€ M)	126	78	61%	+48
EBITDA (€ M)	94	71	32%	+23
EBIT (€ M)	10	41	-76%	-31
Investimento operacional (€ M)	287	420	-31,7%	-133
Capacidade em construção (MW)	100	221	-55%	-121

Brasil	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Capacidade instalada (MW)	84	14	507%	+70
Factor médio de utilização (%)	35%	26%	-	9 p.p.
Electricidade produzida (GWh)	170	31	451%	+139
Preço médio de venda (€/MWh)	278	254	9,4%	+24
Euro/Real - Taxa média do período	2,33	2,33	-0,2%	-0,00
Margem Bruta (R\$ M)	45	8	501%	+38
EBITDA (R\$ M)	30	(1)	-	+31
EBIT (R\$ M)	20	(4)	-	+24
Investimento operacional (R\$ M)	145	167	-13%	-23
Capacidade em construção (MW)	-	70	-	-70

Em Portugal, a Dez-11, a EDPR tinha uma capacidade instalada de 613MW (+14MW no período), toda remunerada ao abrigo do antigo regime tarifário, definido por 15 anos, e de acordo com o qual as tarifas estão indexadas à inflação e às horas de produção. O factor médio de utilização fixou-se nos 27% em 2011, o que representa uma redução de 2pp, traduzindo-se numa redução de 6% da produção eólica, enquanto a tarifa média aumentou 5% para €99/MWh, reflexo da indexação à inflação e de uma tarifa média em 2010 inferior devido à aplicação do factor de ajustamento pelas horas de funcionamento, fruto de uma produção acima da média. O EBITDA foi de €111M em 2011, tendo evidenciado uma leve redução de €5M no período, enquanto o EBIT aumento €1M para €83M, reflexo de menores amortizações líquidas devido à extensão da vida útil dos parques eólicos. No final de Dez-11, a EDPR tinha 2MW em construção em Portugal (repotenciação), a remunerar de acordo com o regime tarifário aplicado à capacidade em operação. Ainda em Portugal, a EDPR detém uma participação no consórcio ENEOP (consolidado pela EDPR por equivalência patrimonial) que possui uma licença para construir 1.200MW (480MW atribuíveis à EDPR). Os parques eólicos da ENEOP são remunerados ao abrigo do novo regime tarifário, a €74/MWh (no primeiro ano de operação), estando a tarifa igualmente indexada à inflação e garantida por 15 anos. A Dez-11 a ENEOP tinha 814MW em operação (326MW atribuíveis à EDPR).

Nos mercados europeus fora da P. Ibérica, o EBITDA subiu €23M para €94M em 2011, enquanto o EBIT recuou €31M para €10M em 2011, devido a um aumento das amortizações líquidas reflexo da expansão da actividade.

Em França, a EDPR tem 306MW de capacidade em operação (+22MW no período). A produção eólica em França é vendida a uma tarifa fixa actualizada à inflação e garantida por 15 anos. Em 2011, a tarifa média da EDPR em França atingiu os €87/MWh (+3%). **Na Bélgica**, o nosso parque eólico de 57MW vende a sua energia através de um CAE de 5 anos (maturidade em 2014) a um preço fixo de €112/MWh.

Na Polónia, a produção gerada pelo nosso parque eólico Margonin de 120MW é vendida no mercado à vista (preço médio base de PLN203,9/MWh em 2011, +4% no período) e a EDPR detém um contrato de 15 anos para a venda dos certificados verdes (CVs) gerados pelo parque eólico Margonin (na Polónia a penalização por não entrega dos CVs exigidos pela lei às "utilities" locais está fixada em PLN274,9/MWh para 2011). De notar que o parque eólico Margonin foi financiado em moeda local através de um empréstimo em "project finance" no montante de PLN535M e com maturidade de 15 anos, contratado no 4T10 com um consórcio liderado pelo BEI e pelo BERD. Em 2011, a EDPR aumentou a sua capacidade instalada na Polónia em 70MW, através da entrada em operação do parque eólico Korsze, que tem a venda da sua energia garantida por um CAE com maturidade de 10 anos. No final de Dez-11, a EDPR tinha 80MW em construção na Polónia.

Na Roménia, a EDPR tem 285MW de capacidade em operação (+195MW no período). A produção eólica é vendida em mercado, recebendo também CVs por MWh produzido. Em 2010 o governo Romeno aprovou a atribuição aos produtores eólicos de 2 CVs por MWh produzido até 2017, tendo o preço de venda destes CVs um valor mínimo (€27,6) e máximo (€56,2) fixado em Euros. A plena implementação do segundo CV, aprovada por lei em Julho 2011, ocorreu apenas no final de 2011. Este facto, associado à fase inicial de testes dos parques eólicos recentemente instalados, justifica o preço médio de venda de RON378/MWh obtido em 2011. De notar que em 2011, a EDPR executou estruturas "project finance" para um total de 228MW na Roménia, num global de €188M.

Em Itália, no 2T11, a EDPR iniciou a construção do seu primeiro parque eólico com 20MW de capacidade. Para a capacidade instalada antes de Dez-12, existe um regime transitório em vigor, de acordo com o qual os produtores eólicos recebem o preço de mercado mais um CV até 2015; após 2015, está definida a transição destes parques eólicos para um regime de tarifa fixa.

No Brasil, o parque eólico Tramandaí de 70MW entrou em operação no 2T11. A EDPR executou uma estrutura de "project finance" com o BNDES para este parque eólico, no montante de R\$228M. A Dez-11, a EDPR tinha um total de 84MW em operação no Brasil, remunerados ao abrigo do PROINFA, a uma tarifa fixa actualizada à inflação por um período de 20 anos. O factor médio de utilização aumentou 9pp no período para 35% em 2011, enquanto o preço médio de venda aumentou 9% para R\$278/MWh. Em Dez-11, a EDPR garantiu, na sequência do leilão brasileiro de energia A-5, CAEs a 20 anos, com início em 2016, para 120MW a instalar na região do Rio Grande do Norte, numa das zonas com maior recurso eólico do Brasil. O preço do contrato de longo prazo foi estabelecido em R\$97/MWh, indexado à inflação no Brasil, para uma capacidade média contratada equivalente a um factor médio de utilização de 47,5%.

(1) Eólicas de Portugal consolidada por equivalência patrimonial (2) Incluindo Itália, Reino Unido, mini-hídrica, entre outros

Distribuição de Electricidade e Comerc. de Último Recurso em Portugal



DR Operacional (€ M)	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.295,5	1.341,1	-3,4%	-46
Fornecimentos e serviços externos	317,3	322,1	-1,5%	-5
Custos com pessoal	116,2	128,7	-10%	-13
Custos com benefícios sociais	13,1	102,4	-87,2%	-89
Rendas de concessão	242,4	238,4	1,7%	+4
Outros custos operacionais (líquidos)	(44,1)	(13,3)	-	-31
Custos Operacionais Líquidos (1)	644,8	778,3	-17,2%	-134
EBITDA	650,7	562,7	15,6%	+88
Provisões	(1,6)	4,8	-	-6
Depreciações e amortizações líquidas	244,7	243,2	0,6%	+1
EBIT	407,7	314,7	30%	+93

Margem Bruta	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (€ M)	1.295,5	1.341,1	-3,4%	-46
Mg bruta regulada - período actual	1.276,7	1.324,0	-3,6%	-47
Mg bruta não-regulada	18,7	17,1	10%	+2
Rede de Distribuição				
Prov. regulados - período actual (€ M)	1.171,0	1.212,9	-3,5%	-42
Electricidade distribuída (GWh)	46.508	47.836	-2,8%	-1.328
Clientes ligados à rede (mil)	6.137,7	6.149,0	-0,2%	-11
Comercialização de Último Recurso				
Prov. regulados - período actual (€ M)	107,8	113,4	-4,9%	-6
Clientes fornecidos (mil)	5.771,9	5.791,7	-0,3%	-20
Electricidade vendida (GWh)	24.579	30.581	-20%	-6.002
Preço de compra mercado (€/MWh)	61,7	47,5	30%	+14
Activos/(Passivos) Regulatórios (€ M)				
Início do período	188,4	(508,9)	-	+697
Desvios tarifários anos anteriores (2)	87,8	509,1	-83%	-421
Gerado no período	425,9	194,5	-	+231
Outros (3)	17,7	(6,4)	-	+24
Fim do período	719,8	188,4	-	+531

Investimento & Custos Operac.	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (4)	433,5	450,8	-3,9%	-17
Custos control./cliente (€/cliente)	70,6	73,3	-3,7%	-3
Custos control./km de rede (€/km)	1.947,0	2.046,3	-4,9%	-99
Empregados (#)	3.641	3.691	-1,4%	-50
Investimento Operacional (€ M)	271,8	239,2	14%	+33
Rede de distribuição (Km)	222,6	220,3	1,0%	+2
Tempo de interrup. equivalente (min.) (5)	75	116	-35%	-40

O EBITDA reportado das actividades de distribuição e comercialização de último recurso em Portugal foi de €651M no período. De realçar que a EDP alterou a sua política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões e actos médicos: os respectivos montantes, que até agora eram contabilizados como custos operacionais são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros. Isto implicou uma diminuição nos custos com benefícios sociais de €58M em 2011 nesta actividade. Excluindo o impacto desta reclassificação em 2010 (€59M) e a mais valia da venda de um terreno a uma empresa do grupo no montante de €21M (sem impacto ao nível do consolidado), o EBITDA aumentou 2% para €625M (+€10M). Este aumento deve-se a uma queda de 4% nos custos operacionais controláveis o que compensou uma redução no consumo e no deflador do PIB implícito nas tarifas de 2011.

Os proveitos regulados da actividade de distribuição diminuíram €42M para €1.171M em 2011, no seguimento de: (1) um impacto negativo de €22M uma vez que o volume de electricidade distribuída foi inferior face à estimativa da ERSE utilizada para o cálculo dos proveitos regulados de 2011 (a electricidade distribuída diminuiu 2,8% no período reflectindo um menor nível de consumo por parte do segmento doméstico e das PME) e (2) um deflador do PIB de +0,5% aplicado na actualização das componentes implícitas no cálculo dos proveitos regulados de 2011 (com base na média dos últimos 12 meses terminados em Jun-10), que foi abaixo do factor X de eficiência.

Os proveitos regulados da actividade do comercializador de último recurso diminuíram 5%, para €108M, devido a menor actividade. O volume de energia fornecida pelo comercializador de último recurso, EDP Serviço Universal (EDP SU), caiu 20% no período para 24,6TWh, em resultado da passagem de clientes para o mercado liberalizado, especialmente no segmento industrial, em linha com o calendário de liberalização do mercado Português de fornecimento de electricidade. Como resultado, a quota de mercado da EDP SU em termos de electricidade comercializada caiu de 64% em 2010 para 53% em 2011.

Em 15-Dez-11, a ERSE publicou a versão final dos parâmetros para o período regulatório 2012-14 e proveitos regulados para a actividade de distribuição de electricidade e de comercialização de último recurso em Portugal. A ERSE definiu: (1) um aumento médio anual das tarifas de electricidade em Portugal de 4%, (2) uma taxa de retorno sobre os activos de 9,5% em 2012 numa base preliminar (vs. 8,56% em 2011), baseado no pressuposto de 780pb para os 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), (3) receitas reguladas da actividade de distribuição no montante de €1.286M para 2012, dos quais apenas 12% dependem da electricidade distribuída; (4) receitas reguladas do comercializador de último recurso de €94M em 2012 (5) previsão para o volume de electricidade distribuída em 2012 definido em 47,6TWh (2,3% abaixo do valor registado em 2011) e (6) previsão de volume de regime especial de 19,6TWh (7,1% acima da produção de 2011).

Os recebimentos futuros da actiidade regulada aumentaram de €188M em Dez-10 para €720M em Dez-11 impulsionado por: (1) €395M relativos ao desvio tarifário negativo suportado pela EDP SU em 2011 devido: i) preço médio de compra de electricidade em mercado superior ao esperado (€62/MWh em 2011 vs. estimativa da ERSE de €47/MWh para o cálculo das tarifas de 2011) e ii) volumes adquiridos aos PRE acima do esperado (a produção em regime especial aumentou 2% no período, 12% acima das estimativas da ERSE), (2) €31M de desvio tarifário negativo gerado na act. de distribuição de electricidade em 2011 relacionadas com mix consumo diferente do pressuposto inicial da ERSE, (3) €88M devolvidos pelas tarifas em 2011 referente a desvios tarifários positivos em anos anteriores. Em Set-11, a EDP SU vendeu sem recurso €185M referente às anuidades a serem recuperados através de tarifas em 2012 e 2013.

Relativamente à evolução futura dos recebimentos futuros da act. regulada nas act. de distribuição e comercialização de último recurso implícito na versão final da ERSE para as tarifas de 2012 destacamos: (1) diferimento de €939M em Dez-12, a recuperar nas tarifas no período 2013-2016 e remunerados à taxa anual de 6,3%, (2) a criação de um diferimento de €141M a ser remunerado à taxa anual de 4%, (3) €564M a serem reconhecidos nas tarifas de 2012 referente aos desvios negativos ocorridos em exercícios anteriores; (4) custo médio de compra de electricidade em 2012 nos mercados grossistas, assumido pela ERSE, de €58,76/MWh.

Os custos operacionais controláveis caíram 4% no período fruto de custos com reestruturação mais reduzidos como reflexo de uma diminuição do número de trabalhadores em 50. O investimento operacional em 2011 aumentou 14% para €272M com enfoque na melhoria da qualidade de serviço. O Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) acumulado em 2011 foi de 75 minutos o que reflecte uma melhoria significativa face a 2010, em resultado do investimento em melhoria da qualidade de Serviço e beneficiando de condições meteorológicas sem eventos extraordinários.

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

(2) Inclui a recuperação ou devolução através das tarifas de desvios tarifários de anos anteriores. (3) Inclui juros relativos a desvios de anos anteriores.

(4) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal. (5) Ajustado de impactos não recorrentes (tempestades, incêndios ...etc).

Distribuição de Electricidade em Espanha



DR Operacional (€ M)	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	179,4	183,8	-2,4%	-4
Fornecimentos e serviços externos	50,2	53,8	-6,6%	-4
Custos com pessoal	18,0	19,6	-8,4%	-2
Custos com benefícios sociais	3,2	3,6	-10%	-0
Outros custos operac. (líquidos)	(73,6)	(28,3)	-161%	-45
Custos Operacionais Líquidos (1)	(2,2)	48,8	-	-51
EBITDA	181,5	135,0	34%	+46
Provisões	(4,1)	1,0	-	-5
Deprec. e amortizações líquidas	34,8	33,2	5%	+2
EBIT	150,8	100,8	50%	+50

O EBITDA da actividade distribuição de electricidade em Espanha cresceu 34% (€46M) para €182M em 2011 reflectindo sobretudo: i) a inclusão de €27M de um ganho não recorrente relativo à venda dos activos de transporte à REE; ii) um proveito operacional de €40M em 2011 (+€23M face a 2010) consequência da aplicação da IFRIC18 ⁽⁶⁾; e iii) €7,3M de proveitos regulados da actividade de transporte incluídos em 2010 (activos vendidos no 1T11)

Excluindo estes impactos, o **EBITDA recorrente cresceu 3% no período (+€4M)**, fruto de um aumento nos proveitos regulados da distribuição e de uma maior eficiência.

Os proveitos regulados totalizaram €167M em 2011, aumentando apenas 1% visto que as receitas reguladas de 2011 foram impactadas pela perda de proveitos regulados relacionados com o transporte (€7M) em virtude de esta actividade ter sido vendida à REE no 1T11, de forma a cumprir a Lei 17/2007 de 4 de Julho, que obriga as empresas distribuidoras a alienarem os seus activos de transporte à REE. **A margem bruta não regulada diminuiu 32% (-€6M)** como resultado da inclusão nas receitas reguladas de 2010 de um montante adicional de €7M relativos a 2009.

Em Dez-11, o governo espanhol publicou uma Portaria com a remuneração da actividade regulada de distribuição de energia eléctrica. Os proveitos regulados atribuídos à HC Distribución para 2012 ascenderam a €169,3M (excluindo o transporte).

Margem Bruta	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	179,4	183,8	-2,4%	-4
Margem bruta regulada	166,9	165,5	0,8%	+1
Margem bruta não-regulada	12,4	18,3	-32%	-6
Proveitos Regulados (€ M)	166,9	165,5	0,8%	+1
Distribuição	161,1	152,4	6%	+9
Transporte	-	7,3	-	-7
Gestão Comercial de Redes	5,8	5,8	-	-
Distribuição				
Electricidade distribuída (GWh)	9.517	9.310	2,2%	+206
Clientes ligados (mil)	656,1	651,0	0,8%	+5
Activos/(Passivos) Regulatórios (€ M) (2)				
Início do período	759,0	501,4	51%	+258
Défices tarifários anos anteriores (3)	(478,1)	35,9	-	-514
Gerado no período	198,1	214,2	-8%	-16
Outros (4)	34,6	7,6	357%	+27
Fim do período	513,6	759,1	-32%	-245

A electricidade distribuída pela HC essencialmente na região das Astúrias, aumentou 2,2% no período, suportado por um aumento da base de clientes (+1%) e reflectindo um forte crescimento da procura nos segmentos industria. De realçar que a electricidade consumida pelos segmentos de alta e média tensão aumentaram 6%.

No 4T11 o governo Espanhol manteve inalterada a tarifa de último recurso (TUR) baseada num custo médio em *baseload* da electricidade de €58/MWh, tendo as tarifas de acesso diminuído 11% face ao trimestre passado. Para 1T12, a TUR ficará inalterada baseada num custo médio em *baseload* da electricidade de €53/MWh e as tarifas de acesso irão aumentar 11% face ao trimestre passado.

Em 2011 foi securitizado um total de €9,8MM do deficit tarifário Espanhol pelo FADE (o fundo responsável pela securitização) dos quais cerca de €504m correspondem à HC Energia.

No final de Dez-11 o **montante de recebimentos futuros da actividade regulada** totalizava €514M (incluindo juros/actualizações financeiras): i) €198M do défice tarifário de 2011; ii) €140M relativos ao défice de 2010; e iv) €176M relativos ao défice acumulado dos anos 2006-09.

No início de 2012 (Jan-Fev), o FADE já realizou 10 operações de securitização o que permitiu à HC Energia o recebimento de €125M.

Os custos operacionais controláveis diminuíram 7% no período devido à diminuição dos fornecimentos e serviços externos e a maior eficiência.

Investimento & Custos Operac.	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Custos Controláveis (5)	68,2	73,5	-7,1%	-5
Custos control./cliente (€/cliente)	104,0	112,9	-7,8%	-9
Custos control./km de rede (€/Km)	3.012	3.300	-8,7%	-287
Empregados (#)	375	386	-2,8%	-11
Investimento Operacional (€ M)	61,1	40,1	52,5%	+21
Rede ('000 Km)	22,7	22,3	1,7%	+0
Tempo interrup. equiv. (min.)(7)	39	46	-16%	-7

O investimento operacional aumentou 53% para €61M em 2011, enquanto que o tempo de interrupção equivalente caiu para 39 minutos em 2011, refletindo não só condições meteorológicas favoráveis como também os investimentos em qualidade de serviço conduzidos nos anos mais recentes.

(1) Custos Operacionais Líquidos = Custos Operacionais (FSE + Custos com Pessoal + Custos com Benefícios Sociais) + Outros custos operac. (Liq.) (2) Líquido dos custos com "CO2 clawback". (3) Recuperação/pagamento de défices tarifários de períodos anteriores. (4) Inclui juros/actualizações financeiras sobre os montante de défices tarifários. (5) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal. (6) 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.

(7) Ajustado de impactos não recorrentes (tempestades, incêndios ...etc).

Gás - Actividade Regulada



DR Operacional (€ M)	Portugal			Espanha			Total			
	2011	2010	Δ 11/10	2011	2010	Δ 11/10	2011	2010	Δ 11/10	Δ Abs.
Margem Bruta	73,9	63,7	16%	258,2	251,1	2,8%	332,1	314,8	5,5%	+17
Fornecim. e serv. externos	13,4	13,4	0%	30,7	33,8	-9,2%	44,0	47,2	-6,7%	-3
Custos pessoal	5,1	4,7	9%	22,7	21,3	6,5%	27,8	26,0	6,9%	+2
Custos benefícios sociais	0,3	0,2	17%	0,5	0,5	4,9%	0,8	0,7	9%	+0
Outros custos operac. (líq.)	0,0	(2,8)	-	-8,4	2,9	-	(8,2)	0,2	-	-8
Custos Operac. Líquidos (2)	18,9	15,6	21,3%	45,5	58,6	-22%	64,4	74,1	-13,1%	-10
EBITDA	55,0	48,2	14%	212,7	192,5	10%	267,7	240,7	11%	+27
Provisões	(0,9)	0,7	-	(0,3)	(0,1)	161%	(1,2)	0,6	-	-2
Depr. e amortizações líquidas	12,5	11,4	10,5%	57,4	60,7	-5,5%	69,9	72,0	-3,0%	-2
EBIT	43,4	36,1	20%	155,6	131,9	18%	198,9	168,0	18%	+31
Investim. operacional (€ M)	37,4	39,9	-6,2%	40,5	51,4	-21%	78,0	91,3	-14,6%	-13
Distribuição e Outros	37,4	39,9	-6,2%	33,2	32,8	1%	70,7	72,7	-2,7%	-2
Transporte	-	-	-	7,3	18,6	-61%	7,3	18,6	-61%	-11
Empregados (#)	103	102	1,0%	391	376	4,0%	494	478	3,3%	+16

Actividade Regulada	2011	2010	% Δ	Abs. Δ
Nº de Clientes Ligados (mil)	1.264,7	1.229,2	2,9%	+35
Portugal	270,9	245,3	10%	+26
Espanha	993,9	983,9	1,0%	+10
Gas Distribuído (GWh)	55.585	52.487	5,9%	+3.098
Portugal	7.138	6.843	4,3%	+295
Espanha	48.447	45.644	6,1%	+2.803
Receitas Reguladas (€ M)	302,5	288,1	5,0%	+14
Portugal	73,9	63,7	16%	+10
Espanha	228,7	224,4	1,9%	+4
Distribuição	201,4	199,9	0,7%	+1
Transporte	27,3	24,4	12%	+3
Rede (Km)	14.240	13.764	3,5%	+476
Portugal - Distribuição	4.125	3.827	7,8%	+298
Espanha	9.690	9.521	2%	+170
Distribuição	425	417	1,8%	+8

O EBITDA das nossas actividades reguladas de gás aumentou 11% no período (+€27M) para €268M, fruto de: (1) proveitos regulados e fees de ligação à rede em Espanha superiores, (2) recuperação de desvios de anos anteriores e o início da contabilização dos desvios tarifários do período em Portugal e (3) maior eficiência (custos controláveis diminuíram 2,5% no período (+€2M) e os outros proveitos operacionais tiveram o impacto positivo (+€8M) de maior transferência de activos e contribuições de clientes (IFRIC 18).

Em Espanha, a margem bruta da actividade de gás regulado aumentou 3% no período (+€7M) para €258M em 2011, devido sobretudo ao incremento dos proveitos regulados (+€4M), aumento dos desvios relativos a anos anteriores (-€3,8M em 2010 vs. €2,9M em 2011).

As receitas reguladas aumentaram 2% (+€4M) como consequência da actualização do índice de preços nos parâmetros das tarifas. As receitas reguladas da distribuição aumentaram 1% (+€1M) suportado pelo crescimento de 6% do volume de gás distribuído para 48,4TWh, por um crescimento de 1% no número de pontos de abastecimento e reflectindo o aumento da rede de distribuição. As receitas reguladas do transporte de gás regulado aumentaram 12% no período (+€3M), devido à actualização das receitas à inflação e ao aumento de rede (novo gasoduto Corbera-Tamon).

Em Dez-11, foi publicada uma Ordem Ministerial que fixou a remuneração para as actividades reguladas de gás. Os proveitos regulados atribuíveis à Naturgas Energia (NGE) em 2012 totalizam €232M, incluindo o transporte (€25.9M).

Em Portugal, a margem bruta aumentou 16% (€10M) para €74M impactada por desvios tarifários gerados no período (€10,4M em 2011) e desvios de anos anteriores (€4,9M em 2011). De realçar que a aprovação em Portugal de um decreto-lei permite a contabilização dos desvios tarifários da mesma forma que na electricidade, o que contudo não terá grande impacto dado que os montantes dos desvios são reduzidos no sistema gasista.

O gás distribuído subiu 4% no período, suportado pelo aumento de 10% no número de pontos de abastecimento, justificado pelo esforço de densificação da rede na região operada pela EDP.

Em Jun-11, o regulador Português (ERSE) estabeleceu as tarifas para o ano gás Jul-11 a Jun-12, tendo definido 9% de retorno para os activos para a distribuição de gás, traduzindo-se em proveitos regulados de €65M. A ERSE propôs um aumento médio de 3,9% na tarifa de último recurso para pequenos clientes (consumo <=10.000 m³/ano) e uma redução de 6,1% nas tarifas de acesso para grandes clientes (consumo >10.000 m³/ano).

O investimento operacional caiu 15% para €78M, resultado de maiores níveis de investimento na rede de transporte em 2010, relacionado com o gasoduto de Bergara-Irun.

EDP - Energias do Brasil: Performance Financeira



Demonstração de Resultados	Consolidado (R\$ M)				Consolidado (€ M)				Energias do Brasil			
	2011	2010	Δ %	Δ Abs.	2011	2010	Δ %	Δ Abs.	2011	2010	Δ %	
Margem Bruta	2.395,7	2.268,5	5,6%	+127	1.029,7	973,0	5,8%	+57	Cotação no fim do período (R\$/acção)	41,50	38,71	7,2%
Fornecimentos e serviços externos	429,2	400,3	7,2%	+29	184,5	171,7	7,5%	+13	Total de acções (milhões)	158,8	158,8	-
Custos com Pessoal	248,0	224,4	10%	+24	106,6	96,3	11%	+10	Acções próprias (milhões)	0,3	0,3	-
Custos com benefícios Sociais	34,9	24,1	45%	+11	15,0	10,3	45%	+5	Nº de acções detidas pela EDP (milhões)	81,0	102,9	-21%
Outros custos operacionais (líquidos)	97,6	48,4	102%	+49	41,9	20,7	102%	+21	Euro/Real - Taxa de fim do período	2,42	2,22	-8,2%
Custos Operacionais Líquidos (1)	809,6	697,1	16%	+113	348,0	299,0	16%	+49	Euro/Real - Taxa média do período	2,33	2,33	0,2%
EBITDA	1.586,1	1.571,4	0,9%	+15	681,7	674,0	1,1%	+8	Taxa de inflação (IGPM - 12 meses)	5,1%		-
Provisions	48,3	19,4	149%	+29	20,8	8,3	150%	+12	Dívida Líquida / EBITDA (x)	1,62	1,36	
Depreciações e amortizações líquidas	324,5	374,4	-13%	-50	139,5	160,6	-13%	-21	Custo Médio da Dívida (%)	9,57	9,10	47 p.b
EBIT	1.213,3	1.177,6	3,0%	+36	521,5	505,1	3,2%	+16	Taxa de Juro (CDI)	11,50	9,80	170 p.b
Result. da alienação de act. financ.	-	-	-	-	-	-	-	-	Empregados (#)	2.619	2.413	+206
Resultados financeiros	(277,2)	(218,5)	-27%	-59	(119,1)	(93,7)	27%	-25	Dados relevantes de Balanço (R\$ M)	2011	2010	Δ %
Resultados em associadas	(2,9)	(2,6)	-14%	-0	(1,3)	(1,1)	-	-0	Dívida líquida	2.572	2.138	20%
Resultados Antes de Impostos	933,2	956,6	-2,4%	-23	401,1	410,3	-2,2%	-9	Recebimentos futuros da actividade regulada	10	(10)	-
Investimento Operacional	793,8	996,3	-20%	-202	341,2	427,3	-20%	-86	Interesses não controláveis	1.896	1.846	2,7%
									Valor contabilístico	4.703	4.604	2,1%
									Resultados Financeiros (R\$ M)	2011	2010	Δ %
									Juros financeiros líquidos	(236,7)	(230,0)	-2,9%
									Custos capitalizados	85,8	77,7	10%
									Diferenças Cambiais	(60,3)	(53,6)	-13%
									Outros	(66,1)	(12,7)	-421%
									Resultados Financeiros	(277,2)	(218,5)	-27%

As demonstrações financeiras da EDP – Energias do Brasil (EDPB) para 2011 reflectem uma alteração da política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: estes montantes, até agora contabilizados como custos operacionais são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros (R\$21M em 2011 e R\$9M em 2010). Adicionalmente, a recuperação de créditos fiscais relacionados com custos com amortização no negócio da distribuição e produção contabilizados ao nível do EBITDA em 2010, sendo agora deduzidos na rubrica de depreciações e amortizações líquidas. (R\$29M em 2011 vs. R\$31M em 2010).

Em 2011, o EBITDA da EDPB aumentou 0.9% em moeda local. Ajustado do impacto das alterações da política contabilística e ainda do impacto dos desvios tarifários (-R\$60M em 2011 vs. +R\$35M em 2010), o EBITDA subiu 9%, devido ao: (i) impacto positivo das revisões tarifárias na actividade de distribuição, sobretudo na Bandeirante em Out-10, (ii) crescimento da procura, (iii) actualização dos PPA's à inflação e (iv) alocação mais favorável dos volumes contratados no ano, o que foi parcialmente contrabalançado pelo aumento dos FSE e dos custos com pessoal. Em 2011 o impacto decorrente dos efeitos cambiais no EBITDA consolidado foi negligenciável, denotando uma contribuição positiva de €1M. (apreciação do Real vs. Euro em 0.2%)

O EBIT aumentou R\$36M, penalizado pela provisão não recorrente de R\$25M do processo judicial em curso com o cliente White Martins relacionado com alegados reflexos de aumentos tarifários durante o período do Plano Cruzado, nos anos 80, parcialmente compensado pela descida nas depreciações e amortizações líquidas, fruto sobretudo de um impacto de R\$29M relativo a benefícios fiscais relacionados com custos com amortizações nos negócios da produção e distribuição. (contabilizado em 2010 ao nível do EBITDA)

Os custos financeiros líquidos aumentaram R\$59M para R\$277M impactados principalmente por (i) aumento de outros resultados financeiros fruto dos juros de mora associados ao processo judicial com a White Martins no valor de R\$52M e da alteração da política contabilística no que respeita à contabilização dos benefícios sociais, no montante de R\$21M, (ii) aumento da dívida líquida e do custo médio da dívida (de 9,1% em 2010 para 9,6% em 2011) devido à subida de 170pb na taxa dos Certificados de Depósito Interbancário para 11,5%, parcialmente compensado por (iii) proveitos financeiros mais elevados como consequência de taxas mais altas nas aplicações financeiras e (iv) maior capitalização de juros.

A dívida líquida aumentou 20% principalmente devido ao investimento de expansão na construção da central de carvão de Pecém e da central hidroelétrica de Jari. Os empréstimos associados ao investimento de Pecém têm maturidades entre os 13 e os 17 anos. O prazo médio da dívida era de 4,5 anos em Dez-11. Em Dez-11, **aprox. 100% da dívida estava denominado em moeda local** ou protegida de variação cambial através de derivados.

Em Mai-11, a EDPB pagou um **dividendo** de R\$ 352,6M (R\$2,22 por acção), sendo 19% superior ao distribuído em Mai-10. O Conselho de Administração da EDPB vai propor em Assembleia Geral: (i) o pagamento de um dividendo anual de R\$370,2M (R\$2,34 por acção), 5% superior ao distribuído em 2010 e (ii) o desdobramento de todas as acções ordinárias da empresa por um rácio de 1:3.

Em Jul-11, a EDP alienou 21,9 milhões de acções da EDPB numa oferta de distribuição pública secundária, a um preço de R\$37,00, reduzindo a sua participação de 64,8% para 51,0% e realizando um encaixe financeiro total bruto de aprox. R\$811M.

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

Brasil: Distribuição de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	1.437,4	1.401,7	2,6%	+36
Forn. e serviços externos	327,9	301,4	8,8%	+26
Custos com Pessoal	180,9	160,4	13%	+21
Custos com benefícios Sociais	29,3	19,8	48%	+9
Outros custos operac. (Liq.)	98,5	41,9	135%	+57
Custos Operacionais Líquidos (1)	636,5	523,5	22%	+113
EBITDA	800,9	878,2	-8,8%	-77
Provisões	43,0	7,6	464%	+35
Deprec. e amortizações líquidas	206,9	187,8	10%	+19
EBIT	551,0	682,8	-19%	-132
Margem Bruta	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Margem Regulatória	1.497	1.367	10%	+130
Desvio Tarifário do Período (3)	(40)	(114)	-65%	+74
Desvios Períodos Anteriores (2)	(20)	137	-	-157
Outros	0	11	-97%	-11
Margem Bruta	1.437	1.402	2,6%	+36
Rec. Fut. da act. Reg. (R\$ M)	10	(10)	-	+20
Cientes Ligados (Milhares)	2.831,7	2.740,7	3,3%	+91
Bandeirante	1.545,3	1.503,0	2,8%	+42
Escelsa	1.286,4	1.237,7	3,9%	+49
Electricidade Distribuída (GWh)	24.544	23.749	3,3%	+795
Bandeirante	14.726	14.310	2,9%	+416
Escelsa	9.818	9.439	4,0%	+379
Dos quais:				
Cientes Mercado Livre (GWh)	9.414	9.034	4,2%	+380
Electricidade Vendida (GWh)	15.130	14.715	2,8%	+415
Bandeirante	9.313	9.038	3,0%	+275
Resid., Comerc. e Outros	6.118	5.812	5,3%	+307
Industrial	3.195	3.226	-1,0%	-32
Escelsa	5.817	5.677	2,5%	+140
Resid., Comerc. e Outros	4.721	4.613	2,4%	+109
Industrial	1.095	1.064	2,9%	+31
Investimento e Custos Operac.	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Custos controláveis (4)	508,8	461,8	10%	+47
Custos control./cliente (R\$/cliente)	179,7	168,5	6,6%	+11
Custos control./km rede (R\$/km)	5,9	5,5	8,7%	+0
Empregados (#)	2.091	2.040	2,5%	+51
Invest. Operacional (R\$M)	323,6	387,7	-17%	-64
Rede de Distribuição ('000 Km)	85,7	84,6	1,3%	+1

Na actividade de distribuição no Brasil, o EBITDA em 2011 diminuiu 9% em relação a 2010 (redução de 56% no 4T11 vs. 4T10). Excluindo o impacto dos desvios tarifários e da alteração da política contabilística relativa ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões bem como o efeito da recuperação de créditos fiscais relacionados com custos com amortizações que foram registados em 2010 ao nível do EBITDA, o EBITDA cresceu 3.5% (queda de 18% no 4T11 vs. 4T10).

No que concerne a alterações regulatórias, em Ago-10, a Escelsa iniciou um novo período regulatório de 3 anos (entre Ago-10 a Jul-13) com um retorno sobre o RAB fixado em 9,95% depois de impostos. Em Out-11 o regulador decidiu manter inalteradas as tarifas para a Bandeirante, dado que a metodologia para o 3º ciclo de revisão tarifária não tinha sido definido. Entretanto, a discussão sobre a nova metodologia para o terceiro ciclo de revisão tarifária, que começou em Set-10, resultou na publicação pela ANEEL das alterações regulatórias onde se estabelece um novo retorno sobre o RAB em 7,5% após impostos. A nova metodologia será apenas aplicada no próximo período regulatório (a partir de Out-12 mas com efeitos retroactivos a Out-11 para a Bandeirante e a partir de Aug-13 para a Escelsa).

Aumento dos volumes de energia vendida e distribuída em 2011: volume de energia vendida a clientes finais cresceu 2,8% em 2011, tendo apenas aumentado 0,6% no 4T11 vs. 4T10, reflectindo uma quebra nos volumes vendidos no segmento industrial de 3,6% no 4T11 vs. 4T10. Esta evolução surgiu no seguimento de uma contracção da produção industrial na área de concessão da Bandeirante e também devido à migração de clientes para o mercado livre. Dado que as distribuidoras tinham anteriormente contractado compras de volumes de electricidade mais altos no 4T11 do que o verificado na realidade, enfrentaram um excesso de electricidade que acabou por ser vendida no mercado a um preço de mercado baixo na casa dos R\$40/MWh no 4T11 devido aos níveis elevados das reservas hídricas contra um preço médio acima dos R\$100/MWh no 4T10, tendo um impacto negativo na margem bruta no 4T11.

Os desvios tarifários ao nível da margem bruta influenciaram de forma negativa os resultados de 2011 (-R\$60M em 2011 dos quais -R\$53M no 4T11) enquanto que em 2010 tinham contribuído de forma positiva (+R\$35M). A margem bruta da distribuição inclui o impacto de desvios tarifários face às receitas reguladas anuais. Os desvios tarifários passados que estão a ser devolvidos pela EDPB através das tarifas, ascenderam a R\$20M em 2011 face a R\$137M recuperados em 2010. Por outro lado, foi criado em 2011 um desvio tarifário do período de -R\$40M (contra um desvio tarifário de -R\$114M em 2010). Este desvio tarifário foi criado devido: (i) maiores descontos nas tarifas de distribuição concedidos a clientes do mercado livre, (ii) custos sectoriais incorridos e não considerados nas tarifas, o que foi parcialmente compensado por (iii) custos com a compra de energia abaixo dos definidos pelo regulador na revisão tarifária devido a uma produção térmica reduzida. Consequentemente, os recebimentos futuros da actividade regulada aumentaram de R\$10M a devolver ao sistema em Dez-10 para R\$10M em Dez-11 a ser recebido pela EDPB a partir da próxima revisão anual tarifária.

Os custos operacionais controláveis aumentaram 10% em 2011, acima da inflação de 5,1% medida através do IGP-M, fruto de: (i) fornecimentos e serviços externos mais elevados ao nível da manutenção das redes sobretudo no 4T11 relacionado com programas adicionais de redução de perdas e melhoria da qualidade de serviço, de especial relevância na Bandeirante dado o 3º ciclo de revisão tarifária em 2012 e (ii) maiores custos com pessoal, que aumentaram 13% devido sobretudo à actualização salarial anual de +6,5% em Mar-11 e de +7,3% em Nov-11 bem como de um aumento de 2,5% no número de empregados.

Os outros custos operacionais aumentaram R\$57M em 2011 devido sobretudo a: (i) reclassificação em 2011 das receitas provenientes de alugueres de postes e dos custos com taxas de fiscalização da ANEEL para a rubrica da margem bruta com um impacto líquido de +R\$11M; (ii) reclassificação em 2011 da recuperação de créditos fiscais relacionados com custos com amortizações para a rubrica de depreciações e amortizações líquidas (R\$21M registados em 2010) e (iii) abate de equipamentos de medida (+R\$15M)

O investimento operacional caiu 17% para R\$324M, devido sobretudo a níveis mais reduzidos de investimento nomeadamente na Escelsa, em TI e também devido à conclusão de alguns programas para facultar o acesso geral da electricidade à população. A maior parte do investimento foi realizado na Bandeirante e destinado a projectos de expansão de rede e de reforço da qualidade de serviço.

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

(2) Desvios tarifários que a EDP está a recuperar na actual tarifa, relacionados com montantes devidos pelo sistema, que tiveram no passado um impacto negativo na margem bruta

(3) Estes desvios tarifários a serem gerados no actual período serão recuperados pela EDP através das tarifas no próximo ajustamento anual da tarifa.

(4) Fornecimentos e serviços externos e custos com pessoal

Brasil: Produção & Comercialização de Electricidade



DR Operacional (R\$ M)	Produção			
	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta	910,3	832,1	9,4%	+78
Fornecimentos e serviços externos	65,4	59,3	10%	+6
Custos com pessoal	39,5	37,5	5,3%	+2
Custos com benefícios Sociais	2,9	2,5	18%	+0
Outros custos operacionais (líquidos)	(12,8)	0,7	-	-14
Custos Operacionais Líquidos (1)	95,0	100,0	-5,0%	-5
EBITDA	815,3	732,0	11%	+83
Provisões	7,9	1,6	386%	+6
Deprec. e amortizações líquidas	155,6	152,2	2,3%	+3
EBIT	651,8	578,3	13%	+73

Produção	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Margem Bruta (R\$ M)	910,3	832,1	9,4%	+78
Lajeado	382,7	361,9	5,7%	+21
Peixe Angical	314,3	285,7	10%	+29
Energest (15 centrais hídricas)	212,9	184,4	15%	+28
Capacidade Instalada - Hídrica (MW)	1.790	1.735	3,2%	+55
Lajeado	903	903	-	-
Peixe Angical	499	452	10%	+47
Energest (15 centrais hídricas)	389	380	2,2%	+9
Energia Vendida (GWh)	8.388	8.309	1,0%	+79
Lajeado	3.743	3.713	0,8%	+30
Peixe Angical	2.374	2.374	0,0%	+0
Energest (15 centrais hídricas)	2.271	2.222	2,2%	+49
Preço Médio de Venda (R\$/MWh)	132,7	122,9	8,0%	+10
Lajeado	121,4	108,9	11,5%	+13
Peixe Angical	164,3	152,4	7,8%	+12
Energest (15 centrais hídricas)	115,9	112,4	3,1%	+4
Investimento Operac. (R\$ Milhões)	468,2	607,1	-23%	-139
Manutenção	82,2	67,3	22%	+15
Expansão	386,0	539,8	-28%	-154
Pécem	295,7	505,3	-41%	-210
Outros	90,2	34,5	161%	+56
Empregados (#)	367	262	40%	+105

Comercialização	2011	2010	Δ %	Δ Abs.
Margem bruta (R\$ M)	39,4	28,6	38%	+11
Custos operacionais (R\$ M)	7,4	4,1	82%	+3
EBITDA (R\$ M)	32,0	24,6	30%	+7
Vendas electricidade (GWh)	9.895	8.263	20%	+1.631
Número de clientes (#)	137	86	59%	+51

O EBITDA da actividade de produção aumentou 11% no período, suportado essencialmente pela actualização dos CAE à inflação e pela alocação dos volumes contratados associados aos nossos CAE, que foi mais favorável em comparação com 2010, dado que nesse ano implicou a aquisição de energia no 2º semestre quando os preços de mercado estavam elevados devido à diminuição das reservas das centrais hídricas para níveis extremamente reduzidos, na sequência de um período de seca. Alertados para o risco de um cenário idêntico continuar nos primeiros meses de 2011, os clientes para se protegerem alocaram mais energia no 1S11. No entanto, no 1S11 a disponibilidade das centrais hídricas regressou a níveis normalizados pelo que o preço de mercado caiu para níveis semelhantes aos do 1S10 (R\$27,0/MWh no 1S11 vs. R\$29,5/MWh no 1S10).

A capacidade instalada aumentou 55MW como consequência da conclusão de uma parte da repotenciação de Mascarenhas (9MW) e do reconhecimento de capacidade adicional em Peixe Angical pela ANEEL (47MW), ambos no 2T11.

O volume de electricidade vendida cresceu 1% em 2011, reflexo sobretudo do aumento da capacidade média instalada

O preço médio de venda aumentou 8% em 2011 suportado por uma actualização dos contratos à inflação o que implicou um aumento da margem bruta em R\$78M. A quase totalidade da capacidade instalada da EDPB é contratada sob CAE com uma maturidade média de 15 anos.

Os outros custos operacionais diminuíram R\$14M essencialmente devido a ganhos em activos fixos com um impacto de R\$9M.

As depreciações e amortizações líquidas aumentaram apenas R\$3M para R\$156M justificado pelo reconhecimento dos créditos fiscais relacionados com custos com amortizações e pela reversão parcial de write-offs que tinham sido sobrestimados, relativos a projectos de biomassa em desenvolvimento.

O investimento operacional diminuiu 23% em 2011 para R\$468M. O investimento operacional de expansão representa 82%, dos quais 77% referem-se à construção da central a carvão de Pécem, com entrada em operação prevista para 2012, tendo a EDPB já investido, um total de R\$1.542M. Até ao final de Dec-11, o projecto atingiu um progresso físico de 97%. O investimento operacional de expansão em "Outros" em 2011 está relacionado com o aproveitamento hídrico de Santo António do Jari e com a repotenciação de Mascarenhas (18MW), tendo sido parcialmente concluído no 2T11 (9MW), sendo que se estima que o restante esteja concluído em 2013.

Na central de carvão Pécem (720MW), a EDPB detém uma parceria de 50% com a MPX Mineração e Energia. As condições contratadas com o sistema Brasileiro de electricidade incluem a disponibilidade de uma capacidade instalada de 615MW a partir de Jan-12 por um prazo de 15 anos. Contudo, em Jan-12, na sequência de atrasos na construção por motivos de força maior, a ANEEL aprovou a prorrogação da data de comissionamento e disponibilidade da central para Mar-12 para o 1º grupo e Jun-12 para o 2º grupo. Pécem irá proporcionar um EBITDA estimado (parte da EDP) de R\$200M nos primeiros 12 meses de funcionamento com "repasse" dos custos de combustível. Este projecto está financiado com dívida de longo prazo, que já está contratada.

Em Jun-11, a EDPB anunciou a aquisição da ECE Participações que detém actualmente o controlo total dos direitos de exploração do aproveitamento hidroeléctrico de Santo António do Jari, um projecto de 373MW de capacidade instalada (decorrente de aprovação pelo regulador de 73MW adicionais, a crescer aos 300MW iniciais), encontrando-se 190MW médios contratados através de um CAE a 30 anos a um preço de R\$140/MWh. O desembolso total situar-se-á entre R\$ 1.270M e R\$ 1.410M (25% em 2011, 31% em 2012, 31% em 2013 e 13% em 2014). Em Set-11 o regulador aprovou o aumento de 73MW de capacidade instalada. Em Ago-11, iniciaram-se os trabalhos preliminares de construção tendo em Out-11 sido emitidas obrigações no valor de R\$300M e contratado um empréstimo-ponte com o Banco do Brasil, no valor de R\$360M, ambos com uma maturidade de 2 anos e com um custo de 110,5% e 109% sobre a CDI, respectivamente.

A actividade de trading e comercialização é desempenhada pela subsidiária Enertrade no mercado livre através do fornecimento de energia a grandes clientes industriais sem incorrer em riscos materiais no mercado energético. Em 2011, o EBITDA cresceu 30% para R\$32M, em linha com aumento do volume comercializado de 20% e com margens unitárias superiores.

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



Demonstrações de Resultados

Demonstração de Resultados por Área de Negócio



2011	Produção	Actividades	Redes				Outros e	Grupo EDP
(€ M)	Contratada LP	Liberalizadas P. Ibérica	Reguladas Ibérica	P.	Eólico	Brasil	Ajustamentos	
Margem Bruta	1.008,9	802,3	1.806,9		957,2	1.029,7	(167,7)	5.436,5
Fornecimentos e serviços externos	97,4	254,9	411,5		225,1	184,5	(271,4)	901,0
Custos com pessoal	63,7	87,4	162,0		58,2	106,6	95,7	573,6
Custos com benefícios sociais	21,6	6,9	17,1		2,6	15,0	(1,9)	61,3
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	2,0	60,6	116,4		(129,4)	41,9	53,4	144,9
Custos Operacionais	184,7	409,8	707,0		156,5	348,0	(124,3)	1.680,9
EBITDA	824,2	392,5	1.099,9		800,7	681,7	(43,4)	3.755,6
Provisões	(2,3)	(21,6)	(6,9)		(0,3)	20,8	11,0	0,7
Depreciações e amortizações líquidas (1)	211,9	256,0	349,4		453,5	139,5	77,2	1.487,5
EBIT	614,6	158,1	757,4		347,5	521,5	(131,7)	2.267,4

2010	Produção	Actividades	Redes				Outros e	Grupo EDP
(€ M)	Contratada LP	Liberalizadas P. Ibérica	Reguladas Ibérica	P.	Eólico	Brasil	Ajustamentos	
Margem Bruta	1.076,3	821,1	1.839,7		840,6	973,0	(145,5)	5.404,3
Fornecimentos e serviços externos	97,8	241,4	423,2		196,2	171,7	(266,9)	862,3
Custos com pessoal	71,2	81,4	174,4		52,6	96,3	99,5	575,4
Custos com benefícios sociais	26,2	7,6	106,7		2,2	10,3	0,3	153,4
Outros Custos Operacionais (Líquidos)	4,4	41,9	197,0		(123,2)	20,7	59,6	200,5
Custos Operacionais	199,7	372,2	901,2		127,9	299,0	(107,5)	1.791,5
EBITDA	876,7	448,9	938,4		712,7	674,0	(37,9)	3.612,8
Provisões	(2,6)	93,2	6,4		(0,2)	8,3	-1,6	103,6
Depreciações e amortizações líquidas (1)	216,3	225,1	348,5		423,0	160,6	73,2	1.446,7
EBIT	662,9	130,6	583,5		289,9	505,1	(109,5)	2.062,5

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

Demonstração de Resultados por Trimestre - Restated ⁽¹⁾



Demonstração de Resultados por Trimestre (€ M)	1T10	2T10	3T10	4T10	1T11	2T11	3T11	4T11
Receitas de electricidade	3.118,7	2.927,8	3.100,3	3.389,8	3.558,4	3.083,6	3.156,6	3.443,2
Receitas de gás	336,8	284,3	330,5	396,6	418,9	391,5	413,4	465,1
Outras Receitas	38,8	56,3	45,2	145,7	37,7	52,9	48,9	50,6
Proveitos Operacionais	3.494,3	3.268,4	3.476,0	3.932,1	4.015,0	3.528,0	3.618,9	3.958,9
Electricidade	1.688,5	1.558,2	1.700,7	1.860,8	2.032,0	1.633,9	1.711,3	1.943,2
Gás	221,4	193,9	211,8	318,2	334,9	299,4	326,8	366,9
Combustíveis	172,4	176,4	270,2	318,2	191,3	211,6	256,9	255,4
Materiais diversos e mercadorias	9,7	13,2	27,7	25,1	25,4	26,7	29,1	39,4
Custos Directos da Actividade	2.092,0	1.941,7	2.210,5	2.522,3	2.583,6	2.171,6	2.324,2	2.605,0
Rédito associado a activos afectos a concessões	84,4	85,4	56,5	165,8	86,3	109,2	113,4	131,7
Encargos com activos afectos a concessões	(84,4)	(85,4)	(56,5)	(165,8)	(86,3)	(109,2)	(113,4)	(131,7)
Margem Bruta	1.402,3	1.326,7	1.265,5	1.409,8	1.431,4	1.356,4	1.294,8	1.354,0
Fornecimentos e serviços externos	194,2	210,4	217,1	240,6	208,3	212,8	229,1	250,9
Custos com pessoal	150,5	145,9	139,5	139,5	147,2	145,4	139,6	141,4
Custos com benefícios sociais	10,9	7,9	7,6	41,6	9,1	19,4	11,1	21,7
Outros custos operacionais (líquidos)	85,2	51,1	60,5	3,7	36,0	64,4	85,2	(40,6)
Custos Operacionais	440,9	415,2	424,7	425,4	400,6	441,9	465,0	373,4
EBITDA	961,4	911,5	840,8	984,4	1.030,8	914,4	829,8	980,6
Provisões	10,1	29,2	29,0	35,3	2,4	18,0	(18,7)	(1,0)
Depreciações e amortizações líquidas (2)	340,9	364,3	374,6	367,0	358,0	346,2	348,7	434,6
EBIT	610,5	517,9	437,3	582,2	670,4	550,2	499,8	547,0
Ganhos/(Perdas) na alienação de activos financeiros	5,8	(1,0)	(2,2)	58,2	0,2	10,1	(0,1)	10,6
Resultados financeiros	(140,0)	(135,0)	(135,8)	(159,5)	(156,1)	(154,8)	(235,0)	(169,4)
Resultados em associadas	6,9	6,2	5,2	5,1	5,8	6,0	5,6	2,0
Resultados Antes de Impostos	483,2	388,1	304,4	486,1	520,3	411,5	270,4	390,2
IRC e Impostos diferidos	129,0	102,9	73,6	121,7	123,4	97,1	21,7	18,2
Ganhos / (perdas) na alienação de operações descontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado líquido do período	354,2	285,2	230,8	364,4	396,9	314,4	248,7	372,0
Accionistas da EDP	309,2	255,6	209,5	304,7	342,4	266,3	215,0	301,0
Interesses não controláveis	45,0	29,6	21,3	59,8	54,5	48,1	33,7	71,0

(1) A partir de Set-11, a EDP alterou a sua política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: os respectivos montantes, que até agora eram contabilizados como custos operacionais são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros. Ambas as demonstrações de resultados para 2010 e os 2011 reflectem esta alteração, o que implica um impacto positivo ao nível do EBITDA de €85M em 2010 e €88M em 2011.

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

Demonstração de Resultados por Área de Negócio - Restated ⁽¹⁾



2011 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Margem Bruta	1.495,3	237,7	957,2	1.474,8	409,4	1.029,7	(167,7)	5.436,5
Fornecimentos e serviços externos	158,0	172,5	225,1	367,5	64,8	184,5	(271,4)	901,0
Custos com pessoal e custos com benefícios sociais	123,2	53,1	60,8	150,5	32,0	121,6	93,8	634,9
Outros Custos Operacionais (Líquido)	26,7	26,1	(129,4)	124,6	1,6	41,9	53,4	144,9
Custos Operacionais	308,0	251,7	156,5	642,6	98,4	348,0	(124,3)	1.680,9
EBITDA	1.187,3	(14,0)	800,7	832,2	311,0	681,7	(43,4)	3.755,6
Provisões	(6,1)	(4,7)	(0,3)	(5,7)	(14,3)	20,8	11,0	0,7
Depreciações e amortizações líquidas (2)	445,6	21,4	453,5	279,5	70,9	139,5	77,2	1.487,5
EBIT	747,7	(30,6)	347,5	558,5	254,4	521,5	(131,7)	2.267,4

2010 (€ M)	Produção Ibérica	Comercial. Ibérica	EDP Renováveis	Distribuição Ibérica	Gás Ibérico	Energias do Brasil	Outros e Ajust.	Grupo EDP
Margem Bruta	1.550,5	273,2	840,6	1.524,9	387,6	973,0	(145,5)	5.404,3
Fornecimentos e serviços externos	154,1	162,1	196,2	376,0	69,2	171,7	(266,9)	862,3
Custos com pessoal e custos com benefícios sociais	118,5	48,7	54,8	193,3	30,1	102,7	95,3	643,5
Outros Custos Operacionais (Líquido)	28,8	2,3	(123,2)	196,8	15,4	20,7	59,6	200,5
Custos Operacionais	301,4	213,1	127,9	766,1	114,7	295,2	(112,1)	1.706,2
EBITDA	1.249,1	60,1	712,8	758,7	273,0	677,9	(33,4)	3.698,1
Provisões	29,6	24,5	(0,2)	5,8	37,2	8,3	(1,6)	103,6
Depreciações e amortizações líquidas (2)	420,4	20,6	423,0	276,4	72,6	160,6	73,2	1.446,7
EBIT	799,2	15,0	289,9	476,5	163,2	509,0	(105,0)	2.147,8

(1) A partir de Set-11, a EDP alterou a sua política contabilística no que se refere ao custo dos juros e aos retornos estimados dos activos associados ao fundo de pensões: os respectivos montantes, que até agora eram contabilizados como custos operacionais são doravante contabilizados ao nível dos resultados financeiros. Ambas as demonstrações de resultados para 2010 e 2011 reflectem esta alteração, o que implica um impacto positivo ao nível do EBITDA de €85M em 2010 e €88M em 2011.

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

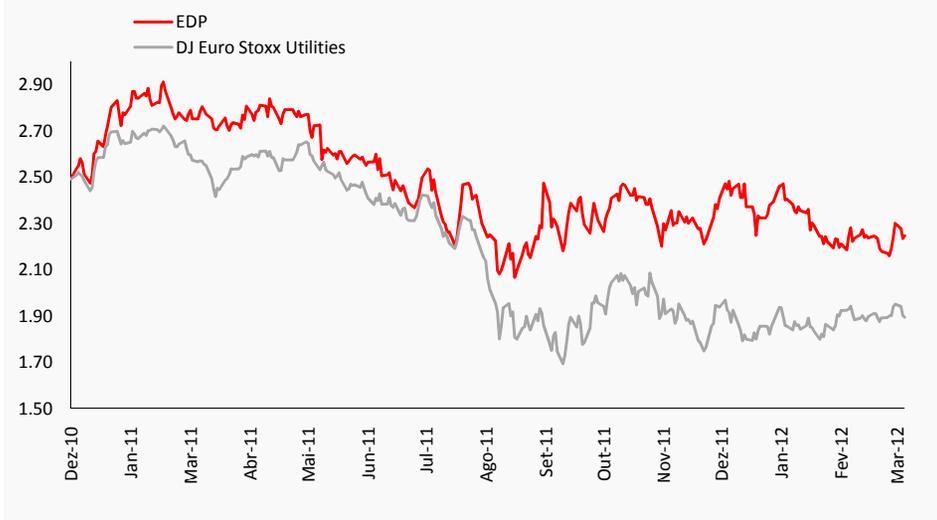


Anexos

Desempenho da EDP na Bolsa



Desempenho da EDP na Euronext Lisbon - YTD



Principais Eventos EDP

- Jan-13:** EDP recebe primeira parcela do fundo de amortização do défice de electricidade em Espanha
- Jan-25:** EDP emite obrigações no montante de 750 milhões de euros a 5 anos
- Jan-31:** EDP emite obrigações no montante de 230 milhões de francos suíços a 3 anos
- Mar-17:** Moody's baixa rating da EDP para "Baa1" atribuindo outlook estável
- Mar-28:** Standard & Poor's baixa rating da EDP para "BBB" com vigilância negativa
- Mar-30:** EDP Renováveis reforça posição em Espanha e aumenta para 100% a sua participação na Genesa
- Abr-1:** Standard & Poor's mantém rating da EDP em "BBB" com outlook negativo
- Abr-4:** Fitch baixa rating da EDP para "BBB+" mantendo-o sob vigilância negativa
- Abr-14:** Assembleia Geral Anual
- Abr-26:** Indicação do representante da José de Mello Energia no Conselho Geral e de Supervisão
- Abr-28:** Indicação do representante da Parpública no Conselho Geral e de Supervisão
- Mai-06:** Alliancebernstein L.P.: Redução de participação qualificada
- Mai-11:** JP Morgan: Comunicação de participação qualificada
- Mai-13:** EDP inicia processo para eventual venda em mercado de até 14% do capital da EDP - Energias do Brasil S.A.
- Mai-13:** Pagamento de dividendo bruto de €0,17 por acção relativo ao exercício de 2010
- Mai-16:** JP Morgan: Alteração de participação qualificada
- Mai-19:** EDP solicita à ANBIMA análise prévia do processo de registo de oferta pública de distribuição secundária de acções da EDP – Energias do Brasil, S.A.
- Mai-30:** JP Morgan - Redução de participação qualificada
- Mai-30:** BES - Comunicação de participação qualificado
- Jun-16:** EDP – Energias do Brasil adquire os direitos de exploração da CHE Santo Antônio do Jari com 300 MW de capacidade instalada
- Jul-08:** EDP fixa preço da oferta de distribuição pública secundária de acções ordinárias da EDP Brasil em 37,0 reais por acção
- Jul-08:** Moody's baixa rating da EDP para "Baa3" com outlook negativo
- Jul-13:** Exercício integral do greenshoe da oferta de distribuição pública secundária de acções ordinárias da EDP Brasil
- Jul-29:** Fitch mantém rating da EDP em "BBB+" e Outlook
- Ago-3:** ANEEL aprova reajustamento tarifário anual da EDP Escelsa em 6,89%
- Ago-5:** EDP vende a sua participação na Ampla Investimentos e na Ampla Energia
- Ago-25:** Assembleia Geral de Accionistas
- Ago-25:** Qatar – Participação Qualificada
- Set-21:** EDP cede créditos relativos á reclassificação do sobrecusto da cogeração entre o período de 2009 e 2011
- Out-17:** ERSE anuncia proposta de tarifas para a energia eléctrica em 2012 e parâmetros para o período 2012-14
- Nov-14:** Fitch mantém rating da EDP em "BBB+" e vigilância
- Dez-7:** EDP emite obrigações para o mercado de retalho, no montante de 200 milhões de euros a 3 anos
- Dez-8:** Standard & Poor's coloca rating da EDP sob vigilância para revisão negativa mantendo o nível em "BBB"
- Dez-15:** ERSE divulga parâmetros, tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2012-14
- Dez-22:** EDP e China Three Gorges estabelecem parceria estratégica
- Dez-23:** Fitch mantém rating da EDP em "BBB+" removendo de vigilância negativa para outlook negativo

EDP em Bolsa	YTD	52W	2010
		07-03-2012	

Cotação EDP (Euronext Lisbon - €)

Fecho	2,245	2,245	2,491
Max	2,484	2,837	3,185
Min	2,050	1,984	2,376
Média	2,265	2,410	2,652

Liquidez da EDP na Euronext Lisbon

Volume de Negócios (€ M)	653	4.160	6.305
Volume de Negócios Médio Diário (€ M)	14	16	24
Volume Transaccionado (milhões de acções)	288	1.726	2.378
Volume Médio Diário (milhões de acções)	6,0	6,6	9,1

EDP - Capacidade instalada & produção de electricidade



Capacidade Instalada - MW (1)	2011	2010	Δ MW	Δ %
CAE/CMEC	6.221	6.931	-710	-10%
Hídrico	4.094	4.094	-	
Fio de água	1.860	1.860	-	
Albufeira	2.234	2.234	-	
Carvão	1.180	1.180	-	
Sines	1.180	1.180	-	
Fuel	946	1.657	-710	
Setúbal	946	946	-	
Carregado	-	710	-710	
Regime Especial (Ex-Eólico)	469	459	10	-
Mini-Hídricas	160	160	-	
Cogeração+Resíduos	275	265	10	
Biomassa	35	35	-	
Produção Liberalizada de Electricidade	7.574	6.427	1.147	18%
Hídrico	1.347	910	437	
Portugal	921	484	437	
Espanha	426	426	-	
Carvão	1.460	1.460	-	
Aboño I	342	342	-	
Aboño II	536	536	-	
Soto Ribera II	236	236	-	
Soto Ribera III	346	346	-	
CCGT	3.736	3.736	-	0%
Ribatejo (3 grupos)	1.176	1.176	-	
Lares (2 grupos)	863	863	-	
Castejón (2 grupo)	843	843	-	
Soto IV (1 grupo)	426	426	-	
Soto V (1 grupo)	428	428	-	
Nuclear	156	156	-	
Trillo	156	156	-	
Fuel	875	165	710	
Tunes + Carregado	875	165	710	
Eólico (Maior detalhe na página 16)	7.157	6.437	720	11%
Europa	3.652	3.200	452	
EUA	3.422	3.224	198	
Brasil	84	14	70	
Brasil (Ex-Eólico)	1.790	1.735	55	3,2%
Hídrico	1.790	1.735	55	3,2%
Lajeado	903	903	-	
Peixe Angical	499	452	47	
Energest	389	380	9	
TOTAL	23.212	21.990	1.222	5,6%

Produção de Electricidade (GWh)	2011	2010	Δ GWh	Δ %
CAE/CMEC	16.137	17.981	-1.844	-10,3%
Hídrico	9.265	13.045	-3.781	-29%
Fio de água	6.612	8.396	-1.784	
Albufeira	2.653	4.649	-1.997	
Carvão	6.879	4.889	1.989	41%
Sines	6.879	4.889	1.989	
Fuel	-6	46	-52	-
Setúbal	-6	10	-16	
Carregado	-	36	-36	
Regime Especial (Ex-Eólico)	2.387	2.542	-155	-6,1%
Mini-Hídricas	440	630	-189	
Cogeração+Resíduos	1.748	1.710	39	
Biomassa	198	203	-4	
Produção Liberalizada de Electricidade	15.196	17.145	-1.949	-11,4%
Hídrico	1.804	2.368	-564	-24%
Portugal	1.220	1.331	-110	
Espanha	584	1.038	-454	
Carvão	5.354	4.244	1.110	26%
Aboño I	908	1.069	-161	
Aboño II	3.225	2.327	898	
Soto Ribera II	78	213	-135	
Soto Ribera III	1.143	634	508	
CCGT	6.826	9.342	-2.516	-27%
Ribatejo (3 grupos)	1.100	3.102	-2.002	
Lares (2 grupos)	2.972	2.054	918	
Castejón (2 grupo)	984	2.739	-1.755	
Soto IV (1 grupo)	1.347	1.448	-101	
Soto V (1 grupo)	424	-	-	
Nuclear	1.212	1.190	22	1,8%
Trillo	1.212	1.190	22	
Fuel	0	1	-1	
Tunes + Carregado	0	1	-1	
Eólico	16.800	14.352	2.449	17%
Europa	7.301	6.632	669	
EUA	9.330	7.689	1.641	
Brasil	170	31	139	
Brasil (Ex-Eólico)	7.873	7.263	611	8%
Hídrico	7.873	7.263	611	8%
Lajeado	3.655	3.205	450	
Peixe Angical	2.653	2.523	130	
Energest	1.565	1.535	31	
TOTAL	58.393	59.282	-889	-1,5%

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

EDP - Volumes distribuídos, clientes ligados e extensão da rede



ELECTRICIDADE				
Electricidade Distribuída (GWh)	2011	2010	Δ GWh	Δ %
Portugal	46.508	47.836	-1.328	-2,8%
Muito Alta Tensão	1.775	1.524	251	16%
Alta / Média Tensão	20.767	21.008	-240	-1,1%
Baixa Tensão	23.967	25.305	-1.338	-5,3%
Espanha	9.517	9.310	206	2,2%
Alta / Média Tensão	7.094	6.694	400	6,0%
Baixa Tensão	2.422	2.616	-194	-7,4%
Brasil	24.544	23.749	795	3,3%
Clientes Livres	9.414	9.034	380	4,2%
Industrial	4.290	4.291	-1	0,0%
Residencial, Comercial & Outros	10.840	10.424	416	4,0%
TOTAL	80.569	80.896	-327	-0,4%

Clientes Ligados (mil)	2011	2010	Abs. Δ	Δ %
Portugal	6.138	6.149	-11,4	-0,2%
Muito Alta / Alta / Média Tensão	24	24	0,2	0,9%
Baixa Tensão Especial	34	34	0,1	0,4%
Baixa Tensão	6.080	6.092	-11,7	-0,2%
Espanha	656	651	5,1	0,8%
Alta / Média Tensão	1,1	1,1	0,0	0,8%
Baixa Tensão	655	650	5,1	0,8%
Brasil	2.832	2.741	90,9	3,3%
Bandeirante	1.545	1.503	42,3	2,8%
Escelsa	1.286	1.238	48,6	3,9%
TOTAL	9.625	9.541	84,7	0,9%

Redes	2011	2010	Abs. Δ	Δ %
Extensão das redes (Km)	331.027	327.219	3.808	1,2%
Portugal	222.627	220.318	2.309	1,0%
Espanha	22.652	22.265	387	1,7%
Brasil	85.749	84.636	1.113	1%
Perdas (% da electricidade distribuída)				
Portugal (2)	-7,7%	-8,2%	0,4 pp	
Espanha	-3,5%	-4,1%	0,6 pp	
Brasil				
Bandeirante	-10,3%	-11,1%	0,8 pp	
Técnicas	-5,5%	-5,5%	-0,1 pp	
Comerciais	-4,7%	-5,6%	0,9 pp	
Escelsa	-12,8%	-14,0%	1,2 pp	
Técnicas	-7,4%	-8,3%	0,9 pp	
Comerciais	-5,4%	-5,7%	0,3 pp	

GAS				
Gas Distribuído (GWh)	2011	2010	Δ GWh	Δ %
Portugal	7.138	6.843	295	4,3%
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	1.901	2.816	-914	-32%
Média Pressão (P > 4 Bar)	5.212	3.997	1.216	30%
GPL	25	31	-6	-19%
Espanha	48.447	45.644	2.803	6,1%
Baixa Pressão (P ≤ 4 Bar)	25.509	22.112	3.397	15,4%
Média Pressão (P > 4 Bar)	22.938	23.533	-594	-3%
TOTAL	55.585	52.487	3.098	5,9%

Pontos de Abastecimento (mil)	2011	2010	Abs. Δ	Δ %
Portugal	270,9	245,3	25,5	10%
Finais	270,1	244,7	25,3	10%
Acesso	0,8	0,6	0,2	30%
Espanha	993,9	983,9	10,0	1,0%
Finais	-	-	-	-
Acesso (1)	993,9	983,9	10,0	1,0%
TOTAL	1.264,7	1.229,2	35,5	2,9%

Redes	2011	2010	Abs. Δ	Δ %
Extensão das redes (Km)	14.240	13.764	476	3%
Portugal	4.125	3.827	298	7,8%
Espanha	10.115	9.938	177	2%
Distribuição (1)	9.690	9.521	170	2%
Transporte	425	417	8	1,8%

(1) Inclui a contribuição dos activos regulados adquiridos à Gas Natural

(2) Exclui MAT

EDP - Desempenho na área da sustentabilidade



Principais Acontecimentos 2011

Fev: Pelo quarto ano consecutivo é distinguida na publicação mundial, "Sustainability Yearbook 2011" da SAM, obtendo a classificação de ouro;

Mar: EDP lança o novo programa de Voluntariado, que prevê que cada colaborador tire 4 horas por mês para aderir à equipa de voluntariado da EDP;

Jun: Prémio europeu atribuído a projecto de investigação da Naturgas Energía no Congresso Europeu de Tecnologia Gasista 2011;

Jul: EDP considerada a empresa europeia com o melhor relato financeiro, de acordo com o "2011 IR Global Rankings";

Jul: EDP apoia a reintrodução da aguia pesqueira em Portugal, em parceria com o CIBIO e a Universidade do Porto;

Set: EDP é líder mundial do sector eléctrico no Dow Jones Sustainability Index pelo 2º ano consecutivo;

Set: A FTSE4 Good mantém a EDP como membro do FTSE4 Good Index;

Set: EDP recebe o certificado de Empresa Familiarmente Responsável em Espanha;

Nov: EDP galardoada com o prémio Human Resources das "As Empresas Mais"

EDP: Índice Interno de Sustentabilidade (base 2006)

	2011	2010	Δ %
Índice de Sustentab.	130	132	-1,6%
Comp. Ambiental Peso %	146 36%	147 36%	-0,8%
Comp. Económica Peso %	111 33%	112 33%	-0,3%
Comp. Social Peso %	131 31%	136 31%	-3,7%

Este índice de sustentabilidade foi desenvolvido pela EDP e tem por base 26 indicadores de desempenho na área da sustentabilidade.

(www.edp.pt/sustentabilidade/abordagemasustentabilidade/)

Métricas Económicas

	2011	2010	Δ %
Valor Económico (€M)(1)			
Directo Gerado	16.394	15.397	6,5%
Distribuído	14.118	12.933	9,2%
Acumulado	2.276	2.464	-7,6%

Métricas Sociais

	2011	2010	Δ %
Empregados (c)	12.202	11.989	1,8%
Formação (horas formanc)	477.091	419.737	14%
Acidentes em Serviço	46	44	4,5%
Ind. Frequência EDP (Tf)	2	2	4,0%
Ind. Gravidade EDP (Tg)	179,77	116,98	54%
Ind. Freq. EDP+PSE(f) (Tf)	4,65	4,92	-5%

Métricas Ambientais

	2011	2010	Δ %
Emissões Atmosféricas (kt) (a)			
CO2	16.918,5	14.698,8	15%
NOx	15,1	18,3	-18%
SO2	9,4	9,5	-1,1%
Partículas	0,660	0,557	18%
Emissões Atmosféricas Específicas (g/KWh)			
CO2	285,11	244,43	17%
NOx	0,25	0,30	-16%
SO2	0,16	0,16	0,2%
Emissões Gases Efeito de Estufa (ktCO2 eq)			
Emissões directas (Âmbito 1)	16.957	14.744	15%
Emissões indirectas (Âmbito 2)	1.280	1.132	13%
Consumo de Energia Primária (TJ) (b)	192.996	176.519	9,3%
Capacidade Líquida Max. Certificada (%)	70%	69%	1 p.p.
Utilização de Água (10⁶ m³)	1.452.161	1.158.222	25%
Total Resíduos (t) (e)	554.796	765.340	n.a.
Despesas Ambientais (€ mil)	77.422	98.477	-21%
Multas e Penalidades Ambientais (€ mil)	4,1	36,1	-89%

(a) Excluindo frota automóvel.

(b) Incluindo frota automóvel.

(c) Excluindo Órgãos Sociais.

(d) Inclui vapor (2.159 GWh: 2011 vs. 2.042 GWh: 2010).

(e) Resíduos encaminhados para destino final. Em 2010, o valor reportado está de acordo com o registo de resíduos em vigor naquela data

(f) PSE: Prestadores de Serviços Externos.

Métricas Ambientais - Emissões de CO2

Emissões de CO2	Absoluto (ktCO2)		Específicas (t/MWh)		Produção (d) (GWh)	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
PPA/CMEC	6.263	4.519	0,91	0,92	6.873	4.936
Carvão	6.252	4.438	0,91	0,91	6.879	4.889
Fuel Oil & Gás Natural	11	81	-	1,74	(6)	47
Produção Liberalizada	9.431	9.062	0,77	0,67	12.179	13.585
Carvão	6.761	5.506	1,26	1,30	5.354	4.244
CCGT	2.669	3.556	0,39	0,38	6.826	9.342
Regime Especial	1.225	1.118	0,30	0,28	4.106	3.954
Produção Térmica	16.919	14.699	0,73	0,65	23.158	22.476
Produção Livre de Emissões de CO2					36.183	37.658
Total Emissões de CO2			0,29	0,24	59.340	60.134

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

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