



Informação
Privilegiada

ERSE ANUNCIA PROPOSTA DE TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA EM 2012 E PARÂMETROS PARA O PERÍODO 2012-14

Reuters: EDP.LS
Bloomberg: EDP PL

Lisboa, 17 de Outubro de 2011: Nos termos e para os efeitos do disposto no artigo 248.º do Código dos Valores Mobiliários, a EDP – Energias de Portugal, S.A. (“EDP”) vem prestar a seguinte informação ao mercado e ao público em geral:

Na sequência da publicação pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (“ERSE”) da proposta de tarifas para a energia eléctrica em Portugal em 2012 e parâmetros para o período de regulação de 2012-2014, esta entidade remeteu à EDP a informação que se transcreve em anexo:

EDP – Energias de Portugal, S.A.

Direção de Relações com Investidores

Miguel Viana, Diretor
Sónia Pimpão
Elisabete Ferreira
Pedro Coelhas
Ricardo Farinha
Noélia Rocha
tel. +351 21 001 2834
fax +351 21 001 2899
ir@edp.pt

NOTA TÉCNICA DA ERSE: TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2012 E DE PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2012 A 2014

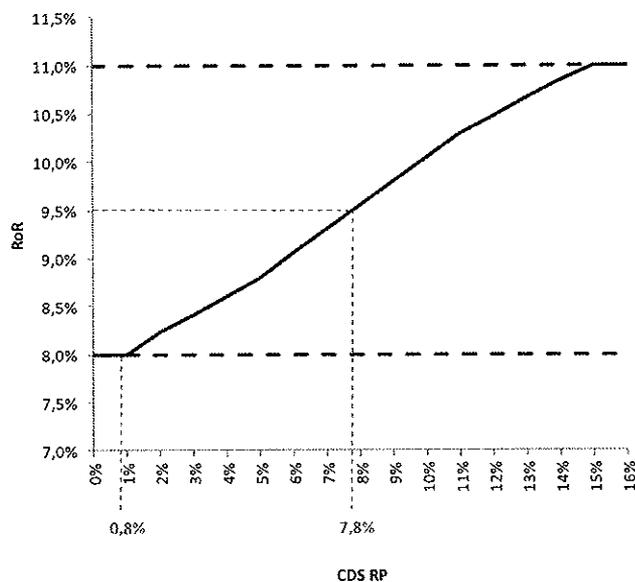
1 ENQUADRAMENTO

- Nos termos regulamentares previstos, a ERSE apresentou, na presente data, a proposta de tarifas para a energia elétrica em 2012 e de parâmetros para o período de regulação de 2012 a 2014, a qual será submetida a parecer do Conselho Tarifário, composto por representantes dos consumidores e das empresas reguladas e pela Associação Nacional de Municípios. O Conselho Tarifário deve emitir parecer, não vinculativo, sobre a referida proposta até 15 de novembro de 2011. Após apreciação da posição manifestada pelo Conselho Tarifário, a ERSE procederá à aprovação dos valores finais cuja publicação deverá ocorrer até 15 de dezembro de 2011.
- Em simultâneo, a ERSE divulgou igualmente um comunicado que contém os elementos essenciais da referida proposta.
- Porém, tendo em consideração que se encontra atualmente em curso o processo de privatização da EDP – Energias de Portugal, S.A. (“EDP”), sociedade dominante de duas empresas reguladas que operam no sistema elétrico português; e
- Considerando também que o memorando de entendimento entre o Estado Português e a Troika estabelece como objetivo a conclusão do processo de privatização da EDP até ao final de 2011, caso as condições de mercado o permitam, o que poderá implicar a conclusão deste processo antes da publicação dos valores finais constantes nesta proposta na data prevista de 15 de Dezembro de 2011, havendo, por isso, que assegurar a necessária transparência acerca da informação regulatória prospetiva, ainda que sujeita ao processo de formação da decisão final previsto nos termos legais; e
- Tendo em atenção que os principais pressupostos económicos e financeiros para o cálculo das tarifas para a energia elétrica em 2012 e de parâmetros para o período de regulação de 2012 a 2014 são fatores relevantes para a apreciação económico-financeira da atividade da EDP para o período 2012-2014 e que os valores constantes na proposta agora apresentada pela ERSE são, neste momento, a melhor informação disponível para estes valores, disponibiliza-se a seguinte informação a título excecional:

2 PARÂMETROS

CUSTO DE CAPITAL

- A taxa de juro sem risco é fixada em 3,41% para o próximo período regulatório. Este valor foi obtido com base na média das yields das obrigações a 10 anos dos principais países europeus da zona euro com notação AAA (Alemanha, Finlândia, França, Áustria e Países Baixos), para o período dos últimos 3 anos terminado em agosto de 2011;
- O *spread* inicial baseia-se na diferença entre o RoR definido inicialmente para a empresa (9,5%) e a taxa de juro sem risco (3,41%);
- O *spread* será indexado com base na cotação média diária dos CDS da República Portuguesa a 5 anos (fonte Reuters – SNRFOR-EUR-CR);
- Para efeitos de determinação do RoR do ano t, será considerada a média das cotações médias diárias do indexante de outubro do ano t-1 a setembro do ano t, a média será filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas;
- O ponto de partida do indexante é 7,80%. Este valor é obtido tendo em conta a média móvel da cotação diária dos CDS da República Portuguesa a 5 anos, dos meses de abril a setembro de 2011, filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas;
- Se o CDS da República Portuguesa subir (descer) entre 0% e 3%, o RoR tem um *step up* (*step down*) entre 0% e 0,75%;
- Se subir (descer) entre 3% e 7%, o RoR é incrementado (reduzido) até mais (menos) 0,75%, até ao limite de variação total de $\pm 1,5\%$.



TAXAS DE JURO E SPREADS

As taxas de juro e os *spreads* aplicados aos ajustamentos são os seguintes:

| | 2012 |
|---|-------------|
| Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2010, para cálculo dos ajustamentos de 2010 | 1,353% |
| Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 30/09, para cálculo dos ajustamentos de 2010 e de 2011 | 1,993% |
| <i>Spread</i> no ano 2010 para cálculo dos ajustamentos de 2010 | 1,25 p.p. |
| <i>Spread</i> no ano 2011 para cálculo dos ajustamentos de 2010 e dos ajustamentos de 2011 no continente | 2,00 p.p. |
| Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2011, para cálculo das rendas dos défices tarifários | 1,547% |
| <i>Spread</i> para a dívida ao abrigo do DL. n.º165/2008 titularizada | 1,95 p.p. |

| | 2012 |
|--|--------|
| Taxa aplicável para a reposição gradual da reclassificação da cogeração ^{FER} (taxa média diária das OT a 2 anos e das OT a 3 anos ocorrida no mês de dezembro de 2010) | 4,678% |
| Taxa aplicável para o alisamento quinquenal do sobrecusto, com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial ^[1] | 5,5% |
| Taxa média de financiamento da EDP – Energias de Portugal, SA, aplicável ao saldo acumulado da conta de correção de hidráulicidade | 4,0% |

Nota: [1] Esta taxa será ajustada em conformidade com a metodologia definida na Portaria n.º 279/2011, de 11 de outubro

3 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2012

A ERSE procedeu a alterações na forma de regulação da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, nomeadamente:

- Aplicação da metodologia do tipo *price cap* apenas aos custos de exploração (OPEX) e de custos aceites à remuneração da base de ativos e respetivas amortizações;
- Alteração dos drivers de custos da Distribuição de Energia Elétrica com indexação a energia elétrica entregue pela rede de distribuição, energia elétrica injetada na rede de distribuição e número de clientes;
- Alteração da metodologia de aceitação de custos de capital com base em previsões, condicionando o reconhecimento dos custos com investimentos ao efetivamente realizado e devidamente auditado;
- Desagregação entre ativos da rede convencional e ativos da rede inteligente, com taxas de remuneração diferentes.

Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica

| | | Unidade 10 ⁶ EUR | | |
|----|---|---|--------------|-----------|
| | | Tarifas 2011 | Tarifas 2012 | |
| 1 | FC _{EURDATM} | Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em ATMT | 153 443 | 34 542 |
| 2 | VC _{EURDATM} | Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em ATMT (€/kWh) | 0,005655 | 0,001761 |
| 3 | E _{URDATM} | Energia elétrica entregue pela rede de distribuição em ATMT a clientes vinculados e não vinculados (GWh) | 48 914 | 47 271 |
| 4 | VC _{EURDATM} | Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em ATMT (€/kWh) | | - |
| 5 | E _{URDATM} | Energia elétrica injetada na rede de distribuição em ATMT a clientes vinculados e não vinculados (GWh) | | 15 767 |
| 6 | VC _{EURDATM} | Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em ATMT (€/cliente) | | 2 100 |
| 7 | C _{URDATM} | Número de clientes em ATMT | | 23 787 |
| 8 | CC _{URDATM} | Custo com capital afetos à atividade de distribuição em ATMT | | 326 958 |
| 9 | PEF _{URDATM} | Custos com planos de reestruturação de efetivos | 28 637 | 23 584 |
| 10 | Am _{DURDATM} | Custos com a promoção do desempenho ambiental | 3 056 | 0 |
| 11 | | Diferencial da atualização da taxa de remuneração do ativo | 184 | 0 |
| 12 | Δ_{12}^0 | Ajustamento no ano 1, dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em ATMT | -154 | 31 839 |
| A | $= (1)+(2) \times (3) \times 1000 + (4) \times (5) \times 1000 + (6) \times (7) \times 1000 + (8) + (9) + (10) + (11) - (12)$ | Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em ATMT | 460 083 | 486 444 |
| 13 | FC _{EURBT} | Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT | 206 388 | 51 757 |
| 14 | VC _{EURBT} | Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/kWh) | 0,009487 | 0,005017 |
| 15 | E _{URBT} | Energia elétrica entregue pela rede de distribuição em BT a clientes vinculados e não vinculados (GWh) | 26 083 | 24 959 |
| 16 | VC _{EURBT} | Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/kWh) | | - |
| 17 | E _{URBT} | Energia elétrica injetada na rede de distribuição em BT a clientes vinculados e não vinculados (GWh) | | 50 |
| 18 | VC _{EURBT} | Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/cliente) | | 12 |
| 19 | C _{URBT} | Número de clientes em BT | | 6 132 966 |
| 20 | CC _{URBT} | Custo com capital afetos à atividade de distribuição em BT no âmbito da rede convencional | | 219 306 |
| 21 | CC _{URBT} | Custo com capital afetos à atividade de distribuição em BT no âmbito da rede inteligente | | 2 668 |
| 22 | PEF _{URBT} | Custos com planos de reestruturação de efetivos | 48 570 | 44 444 |
| 23 | RC _{URBT} | Custos com rendas de concessão | 240 740 | 246 231 |
| 24 | Am _{DURBT} | Custos com a promoção do desempenho ambiental | 1 294 | 0 |
| 25 | | Diferencial da atualização da taxa de remuneração do activo | 94 | 0 |
| 26 | Δ_{12}^0 | Ajustamento no ano 1, dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT | -20 984 | 25 232 |
| B | $= (13) + (14) \times (15) \times 1000 + (16) \times (17) \times 1000 + (18) \times (19) \times 1000 + (20) + (21) + (22) + (23) + (24) + (25)$ | Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT | 765 531 | 741 524 |
| C | $R^0 = (A) + (B)$ | Total de proveitos | 1 225 614 | 1 227 968 |

Nota: A componente variável unitária associada à energia injetada na rede de distribuição não é aplicável no cálculo de tarifas para 2012. Para 2013 o valor deste parâmetro será definido diminuindo a componente fixa por forma a representar 5% dos custos controláveis. Este valor evoluiu para 2014 com meta de eficiência.

O fator de eficiência¹ a aplicar aos custos operacionais em 2013 e 2014 é de 3,5%.

¹ Ao longo do texto por fator de eficiência entende-se o fator X que se aplica multiplicando o parâmetro publicado por IPC-X.

A evolução dos indutores de custo prevista para 2013 e 2014 é a seguinte:

| | 2013 | 2014 |
|---|-----------|-----------|
| Energia elétrica entregue pela rede de distribuição – AT/MT (GWh) | 43 956 | 44 409 |
| Energia elétrica injetada na rede de distribuição – AT/MT (GWh) | 16 894 | 17 809 |
| Número de clientes – AT/MT | 21 936 | 22 146 |
| Energia elétrica entregue pela rede de distribuição – BT (GWh) | 24 482 | 24 796 |
| Energia elétrica injetada na rede de distribuição – BT (GWh) | 173 | 272 |
| Número de clientes – BT | 6 146 201 | 6 171 381 |

A remuneração dos ativos para 2012 é efetuada à taxa de 9,5% (metodologia de indexação aos CDS da República Portuguesa). Para os investimentos em redes inovadoras a taxa de remuneração do ativo é acrescida de 1,5%.

4 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO E DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA

PROVEITOS PERMITIDOS PARA 2012

4.1 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

A metodologia de regulação da atividade de Comercialização de Energia Elétrica para 2012-2014, manteve-se relativamente ao período regulatório anterior:

- Aplicação da metodologia do tipo price cap apenas aos custos de exploração (OPEX);
- Alteração dos drivers de custos da Comercialização de Energia Elétrica com indexação número médio de consumidores e ao número de processos de atendimento;
- Remuneração dos custos das necessidades financeiras.

Proveitos permitidos à atividade de Comercialização

| | | Unidade: 10 ³ EUR | | |
|----|--|---|--------------|-----------|
| | | Tarifas 2011 | Tarifas 2012 | |
| 1 | F_{CMT} | Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (MAT, AT e MT) | 136 | 99 |
| 2 | V_{CMT} | Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (E/consumidor) | 72,639 | 11,414 |
| 3 | E_{CMT} | Número de consumidores médio, em NT | 4 271 | 4 733 |
| 4 | V_{CMT} | Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (E/processo) | | 3,358 |
| 5 | P_{CMT} | Número de processos de atendimento, em NT (milhares) | | 12 676 |
| 6 | PEF_{CMT} | Custos com planos de reestruturação de eólios | 0 | 0 |
| 7 | $R_C / 365 \times (R_{CMT}^{CA} + R_{CMT}^{CA} + R_{CMT}^{CA}) \times f_C$ | Reposição do custo das necessidades financeiras em NT | 1 064 | 692 |
| | Δ_C | Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em d) | 15 | 15 |
| | R_{CMT}^{CA} | Custos com a atividade de CVEE atetos a NT | 179 263 | 111 928 |
| | R_{CMT}^{CA} | Proveitos permitidos de CVATO atetos a NT | 122 743 | 65 544 |
| | f_C | Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras | 8,56% | 8,50% |
| 8 | $Z_{CMT,t+1}$ | Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t | 0 | 0 |
| 9 | $\Delta R_{CMT,t+2}^{CA}$ | Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT | 2 010 | -586 |
| A | $R_{CMT}^{CA} = (1) + (2) \times (3) / 1000 + (4) \times (5) / 1000 + (6) + (7) + (8) - (9)$ | Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT | -500 | 1 474 |
| B | | Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) | -1 729 | 757 |
| C | A-B | Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT | 1 229 | 717 |
| 10 | F_{CBTE} | Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE | 51 | 111 |
| 11 | V_{CBTE} | Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (E/consumidor) | 6,940 | 6,570 |
| 12 | E_{CBTE} | Número de consumidores médio, em BTE (milhares) | 11 513 | 9 428 |
| 13 | V_{CBTE} | Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (E/processo) | | 3,358 |
| 14 | P_{CBTE} | Número de processos de atendimento, em BTE (milhares) | | 14 533 |
| 15 | PEF_{CBTE} | Custos com planos de reestruturação de eólios | 0 | 0 |
| 16 | $R_C / 365 \times (R_{CBTE}^{CA} + R_{CBTE}^{CA} + R_{CBTE}^{CA}) \times f_C$ | Reposição do custo das necessidades financeiras em BTE | 513 | 427 |
| | Δ_C | Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em d) | 15 | 15 |
| | R_{CBTE}^{CA} | Custos com a atividade de CVEE atetos a BTE | 70 365 | 65 296 |
| | R_{CBTE}^{CA} | Proveitos permitidos de CVATO atetos a BTE | 75 451 | 54 515 |
| | f_C | Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras | 8,56% | 8,50% |
| 17 | $Z_{CBTE,t+1}$ | Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t | 0 | 0 |
| 18 | $\Delta R_{CBTE,t+2}^{CA}$ | Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE | 792 | -46 |
| D | $R_{CBTE}^{CA} = (10) + (11) \times (12) / 1000 + (13) \times (14) / 1000 + (15) + (16) + (17) - (18)$ | Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE | -147 | 696 |
| E | | Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTE | -737 | 245 |
| F | D-E | Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE | 590 | 450 |
| 19 | F_{CBTH} | Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT | 18 468 | 36 200 |
| 20 | V_{CBTH} | Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (E/consumidor) | 12,160 | 3,099 |
| 21 | E_{CBTH} | Número de consumidores médio, em BT (milhares) | 5 623 516 | 5 470 944 |
| 22 | V_{CBTH} | Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (E/processo) | | 3,358 |
| 23 | P_{CBTH} | Número de processos de atendimento, em BT (milhares) | | 4 747 898 |
| 24 | PEF_{CBTH} | Custos com planos de reestruturação de eólios | 0 | 0 |
| 25 | $R_C / 365 \times (R_{CBTH}^{CA} + R_{CBTH}^{CA} + R_{CBTH}^{CA}) \times f_C$ | Reposição do custo das necessidades financeiras em BT | 5 031 | 7 090 |
| | Δ_C | Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos (em d) | 7 | 9 |
| | R_{CBTH}^{CA} | Custos com a atividade de CVEE atetos a BT | 1 043 020 | 1 289 781 |
| | R_{CBTH}^{CA} | Proveitos permitidos de CVATO atetos a BT | 1 981 640 | 1 737 184 |
| | f_C | Taxa de reposição do custo das necessidades financeiras | 8,56% | 8,50% |
| 26 | $Z_{CBTH,t+1}$ | Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t | 0 | 0 |
| 27 | $\Delta R_{CBTH,t+2}^{CA}$ | Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT | 3 246 | 3 248 |
| G | $R_{CBTH}^{CA} = (19) + (20) \times (21) / 1000 + (22) \times (23) / 1000 + (24) + (25) + (26) - (27)$ | Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT | 86 635 | 76 222 |
| H | A + D + G | Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica | 85 987 | 78 392 |
| I | B+E | Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (MAT, AT, MT) e BTE | -2 467 | 1 003 |
| J | H-I | Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica | 88 454 | 77 389 |
| | | Sobrepriveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º 2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro | -53 729 | -5 249 |



O fator de eficiência a aplicar aos custos operacionais em 2013 e 2014 é de 3,5%.

A evolução dos indutores de custo previsto para 2013 e 2014 é a seguinte:

| | 2013 | 2014 |
|--|-----------|-----------|
| Número médio de consumidores – NT | [1] | [1] |
| Número de processos de atendimento – NT | [1] | [1] |
| Número médio de consumidores – BTE | [1] | [1] |
| Número de processos de atendimento – BTE | [1] | [1] |
| Número médio de consumidores – BT | 5 488 136 | 5 513 093 |
| Número de processos de atendimento – BT | 4 784 657 | 4 794 227 |

Nota: [1] Para NT e BTE não é apresentada informação face à extinção das tarifas reguladas naqueles segmentos.

A taxa de reposição do custo das necessidades financeiras para 2012 é de 9,5%.

4.2 FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

Os proveitos da função de Compra e Venda de Energia apresentam-se no quadro seguinte:



Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes

| | | Unidade 10 ³ EUR |
|------------|--|-----------------------------|
| | | 2012 |
| A | Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes | 1 450 566 |
| B | Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos para o ano <i>t</i> | 6 390 |
| C | Valor previsto para o ajustamento dos custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, no ano <i>t-1</i> a incorporar no ano <i>t</i> | -158 558 |
| D | Ajustamento no ano <i>t</i> dos custos com a actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, relativo ao ano <i>t-2</i> | -159 105 |
| E | Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas de <i>t-2</i> a incorporar nos proveitos do ano <i>t</i> | -32 597 |
| F | Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes | 1 807 216 |
| G | Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados | 350 260 |
| F-G | Total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da TE | 1 456 956 |

A energia fornecida pelo CUR considerada para Tarifas de 2012, é de 24 098 GWh.

Os custos de funcionamento da função de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores em regime especial, para 2012, é de 6,4 milhões de euros.

5 AJUSTAMENTOS, DIFERIMENTOS E DÍVIDA TARIFÁRIA

5.1 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2010 E 2011

Dado o cumprimento ao estipulado na alínea b) do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro identificam-se por entidade reguladas os montantes dos ajustamentos referentes

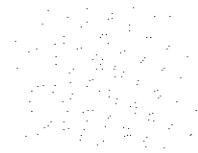
Valor dos ajustamentos de 2010 e 2011 incluídos nos proveitos permitidos da EDP Serviço Universal

Unidade: 10⁶ EUR

| Tarifas 2012 | Ajustamento dos proveitos relativos a 2010 | Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2010 | Ajustamento provisório calculado em 2010 e incluído nas tarifas de 2011 | Juros do ajustamento provisório calculado em 2010 e incluído nas tarifas de 2011 | Ajustamento do ano de 2010 a recuperar (-) a devolver (+) em 2011 | Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2011 | Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2011 | Ajustamento provisório do ano de 2011 a recuperar (-) a devolver (+) em 2012 | Total dos ajustamentos a recuperar (-) a devolver (+) em 2012 |
|--|--|---|---|--|---|---|--|--|---|
| | (1) | (2) = (1) x (1+%) ⁿ (1+%) ⁿ⁻¹ | (3) | (4) = (3) x (1+%) ⁿ⁻¹ | (5) = [(1)+(2)-(3)-(4)] | (6) | (7) = (6) x (1+%) ⁿ + (1+%) ⁿ⁻¹ | (8) = (6)+(7) | (9) = (5)+(8) |
| Compra e Venda de Energia Elétrica | -264 462 | -17 720 | 81 504 | 3 258 | -367 033 | -256 342 | -10 236 | -266 578 | -633 611 |
| Sobrecusto da PSE | -458 486 | -20 720 | -301 833 | -12 052 | -175 331 | -163 672 | -4 148 | -168 020 | -283 351 |
| CVIE | 224 564 | 15 048 | 383 426 | 15 310 | -159 106 | -152 470 | -6 048 | -158 518 | -317 663 |
| Ajustamento da atividade tarifária | -30 550 | -2 047 | | | -32 597 | | | | -32 597 |
| Compra e venda do acesso à rede de transporte e distribuição (CVATE) | 2 451 | 164 | | | 2 615 | | | | 2 615 |
| Comercialização (C) | | | | | | | | | |
| Proveitos permitidos à EDP SU | 262 011 | -17 686 | 81 604 | 3 258 | -364 418 | -266 342 | -10 238 | -266 578 | -630 996 |

5.2 DIFERIMENTOS

O quadro seguinte evidencia o valor relativo ao diferimento do sobrecusto com a produção em regime especial, enquadrado pelo artigo 73ºA do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho. Este montante será remunerado à taxa calculada de acordo com a portaria n.º279/2011, de 17 de Outubro, que estabelece a metodologia de cálculo da referida taxa.



Impacte do diferimento do valor dos sobrecustos com a aquisição de energia a produtores em regime especial

Unidade: 10⁶ EUR

| | PRE | | | | | Total |
|------------------------|----------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | T2012 | T2013 | T2014 | T2015 | T2016 | |
| PRE¹ | | | | | | |
| anuidade | 131 329 | 140 230 | 140 230 | 140 230 | 140 230 | 692 250 |
| Amortização capital | 114 876 | 113 196 | 119 422 | 125 990 | 132 920 | 606 404 |
| juros | 16 453 | 27 034 | 20 808 | 14 240 | 7 311 | 85 846 |
| valor a recuperar | 475 075 | 334 845 | 194 615 | 54 384 | -85 846 | |
| Alisamento quinquenal | -475 075 | 140 230 | 140 230 | 140 230 | 140 230 | 692 250 |
| PRE² | | | | | | |
| anuidade | 128 239 | 136 932 | 136 932 | 136 932 | 136 932 | 675 966 |
| Amortização capital | 112 174 | 110 534 | 116 613 | 123 027 | 129 793 | 592 140 |
| juros | 16 066 | 26 398 | 20 319 | 13 905 | 7 139 | 83 827 |
| valor a recuperar | 463 900 | 326 968 | 190 037 | 53 105 | -83 827 | |
| Alisamento quinquenal | -463 900 | 136 932 | 136 932 | 136 932 | 136 932 | 675 966 |

Nota: PRE¹ – PRE FER definida nos termos do Regulamento Tarifário;

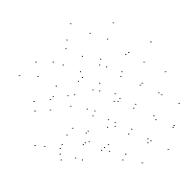
PRE² – PRE FENR definida nos termos do Regulamento Tarifário

O valor do diferimento do valor da parcela de acerto dos CMEC, de 2012 para 2013, é apresentado no quadro seguinte. Este montante será remunerado à taxa média da Euribor a 12 meses do ano de 2011 acrescida de um spread de 200 p.b..

Impacte do diferimento do valor da parcela de acerto dos CMEC

| | 2013 |
|---|---------|
| Diferimento parcela de acerto CMEC (milhares de euros) | 141 480 |

No quadro seguinte são apresentados os valores a transferir da EDP Distribuição nos anos de 2012 e de 2013, para o Banco Comercial Português referente à reposição gradual do montante diferido da reclassificação do sobrecusto da cogeração FER nos anos de 2009 a 2011.



Unidade: EUR

| Reclassificação da coogeração FER | | |
|-----------------------------------|-------------------|--------------------|
| | 2012 | 2013 |
| Janeiro | 6 673 997 | 9 447 354 |
| Fevereiro | 6 673 997 | 9 447 354 |
| Março | 6 673 997 | 9 447 354 |
| Abril | 6 673 997 | 9 447 354 |
| Maio | 6 673 997 | 9 447 354 |
| Junho | 6 673 997 | 9 447 354 |
| Julho | 6 673 997 | 9 447 354 |
| Agosto | 6 673 997 | 9 447 354 |
| Setembro | 6 673 997 | 9 447 354 |
| Outubro | 6 673 997 | 9 447 354 |
| Novembro | 6 673 997 | 9 447 354 |
| Dezembro | 6 673 997 | 9 447 354 |
| Total | 80 087 964 | 113 368 245 |

5.3 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

Dando cumprimento ao estipulado na alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro, divulga-se o saldo dos défices tarifários referentes a 2006 e 2007 por operador e no caso de o mesmo se encontrar titularizado, os bancos concessionários, identificando-se o montante global que se encontra em dívida e o montante recuperado nas tarifas de 2012.

Identifica-se ainda o montante de dívida gerada com a aplicação de medidas excecionais, ao abrigo do n.º 7 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, no estabelecimento de tarifas para 2009.



Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: 10³ EUR

| | Saldo em dívida em 2011 | Juros 2012 | Amortização 2012 | Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2012 | Saldo em dívida em 2012 |
|---|-------------------------|---------------|------------------|--|-------------------------|
| | (1) | (2) | (3) | (4) = (2)+(3) | (5) = (1)-(3) |
| EDP Serviço Universal | 1 647 071 | 55 081 | 113 168 | 168 248 | 1 533 903 |
| BCP e CGD | 113 526 | 2 324 | 17 976 | 20 300 | 95 551 |
| Défice de BT de 2006 | 82 293 | 1 685 | 13 030 | 14 715 | 69 263 |
| Continente | 79 083 | 1 619 | 12 522 | 14 141 | 66 561 |
| Regiões Autónomas | 3 209 | 66 | 508 | 574 | 2 701 |
| Défice de BTn de 2007 | 31 234 | 639 | 4 946 | 5 585 | 26 288 |
| Continente | 30 014 | 614 | 4 752 | 5 367 | 25 262 |
| Regiões Autónomas | 1 220 | 25 | 193 | 218 | 1 027 |
| Tagus, SA | 1 533 544 | 53 628 | 95 192 | 148 820 | 1 438 352 |
| Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009 | 1 135 312 | 39 702 | 70 473 | 110 174 | 1 064 840 |
| Sobrecusto da PRE 2009 | 398 232 | 13 926 | 24 720 | 38 646 | 373 512 |
| Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008 | 0 | -871 | 0 | -871 | 0 |
| Titularização do sobrecusto da PRE de 2009 ⁽¹⁾ | 0 | -871 | 0 | -871 | 0 |

Nota: ⁽¹⁾ Valor provisório a corrigir na versão final com base na informação da EDP.