

**REVISÃO DO
REGULAMENTO TARIFÁRIO**
DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

6 de Junho de 2008

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	ESTRUTURA TARIFÁRIA	5
2.1	Tarifas de Comercialização.....	5
2.2	Tarifas de Comercialização de Redes	6
2.3	Facturação do uso das redes de montante aos fornecimentos nas redes de jusante....	6
2.4	Tarifas de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso	8
2.4.1	Opções tarifárias	8
2.4.2	Regra de facturação aos comercializadores de último recurso e aos operadores de rede que actuam exclusivamente em BT	10
2.5	Tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas	11
2.6	Mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para tarifas aditivas.....	13
2.7	Relação entre as formas de contratação de energia pelo comercializador de último recurso e a dinâmica de revisão de preços das tarifas de energia eléctrica	14
3	REGULAÇÃO ECONÓMICA DAS ENTIDADES REGULADAS	19
3.1	Em Portugal continental.....	23
3.1.1	Agente comercial.....	23
3.1.2	Operador da rede de transporte.....	24
3.1.2.1	Actividade de Transporte de Energia Eléctrica.....	24
3.1.2.2	Actividade de Gestão Global do Sistema	33
3.1.3	Operador da rede de distribuição.....	36
3.1.3.1	Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.....	36
3.1.3.2	Actividade de Comercialização de Redes	40
3.1.4	Comercializador de último recurso.....	41
3.1.4.1	Alocação dos custos da microprodução	41
3.1.4.2	Forma de regulação da actividade de Comercialização	41
3.2	Nas Regiões Autónomas	48
3.2.1	Custos aceites com a aquisição do fuelóleo para a produção de energia eléctrica na Região Autónoma dos Açores.....	48
3.2.2	Regulação das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica	48
3.3	Sincronização dos ajustamentos da tarifa de energia e da tarifa de acesso às redes	51
3.3.1	Desajuste entre custos e tarifas no âmbito da actual regulamentação	51
3.3.1.1	Avaliação de impactes tarifários em $t+1$	51
3.3.1.2	Avaliação de impactes tarifários em $t+2$	53
3.3.2	Proposta de sincronização entre custos e proveitos da tarifa de energia e da tarifa de acesso às redes	55
3.4	Auditorias de verificação da aplicação do Regulamento Tarifário	60
4	FACTURAÇÃO DOS CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL AOS FORNECIMENTOS DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA	61
	ANEXO - TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS.....	63

I.	Caracterização das opções tarifárias transitórias	64
II.	Análise de impactes da extinção das opções tarifárias transitórias em 2009.....	70

1 INTRODUÇÃO

A ERSE submete a discussão pública uma proposta de revisão regulamentar que abrange o Regulamento de Relações Comerciais (RRC) e o Regulamento Tarifário (RT) do sector eléctrico.

O início de um novo período de regulação em 2009 e a necessidade de incorporar alterações resultantes da experiência de aplicação dos actuais regulamentos com o objectivo de melhorar a clareza e a eficácia dos regulamentos justificam a presente proposta de revisão regulamentar. A proposta de revisão regulamentar inclui igualmente, em termos regulamentares, as alterações legislativas entretanto verificadas.

As justificações para as principais alterações propostas ao Regulamento Tarifário apresentam-se neste documento de discussão.

Das diversas matérias tratadas importa salientar as seguintes:

- Alteração da estrutura das tarifas de comercialização.
- Introdução de novas opções tarifárias nas tarifas de Acesso às Redes e nas tarifas de Venda a Clientes Finais em BT.
- Extinção gradual das tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas dependentes do uso dado à energia eléctrica.
- Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para tarifas aditivas.
- Discussão da forma de contratação de energia pelo comercializador de último recurso e da dinâmica de revisão de preços das tarifas de Venda a Clientes Finais.
- Alteração do cálculo da taxa de juro utilizada na remuneração dos ajustamentos.
- Alteração do indexante utilizado na actualização de parâmetros.
- Alteração da forma de regulação das actividades do operador da rede de transporte com discussão de mecanismos de incentivos a introduzir.
- Fusão das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Redes.
- Alteração da forma de regulação da actividade de Comercialização do comercializador de último recurso com discussão de mecanismos de incentivos a introduzir.
- Alteração da forma de regulação das actividades das entidades concessionárias das Regiões Autónomas.
- Sincronização dos ajustamentos da tarifa de Energia e da tarifa de Acesso às Redes.
- Alteração das auditorias de verificação da aplicação do Regulamento Tarifário.

- Alteração da variável de facturação dos custos para a manutenção do equilíbrio contratual aplicada aos fornecimentos de iluminação pública.

Nas várias matérias tratadas procurou-se apresentar propostas concretas devidamente justificadas que são incluídas na proposta de articulado do Regulamento Tarifário que acompanha o presente documento de discussão. De igual modo, algumas das discussões propostas incluem uma avaliação de impactes tarifários. Nalgumas matérias é efectuada uma discussão de propostas salientando-se explicitamente a contribuição dos interessados através da colocação de questões específicas. Nesse sentido, o articulado dos artigos associados às matérias colocadas à discussão terão de ser posteriormente revistos em conformidade.

Nos termos do artigo 23.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, “Antes de proceder à alteração de qualquer regulamento cuja emissão seja da sua competência, a Entidade Reguladora deve comunicar esse processo à DGEG, à entidade concessionária da RNT, às entidades titulares de licença e às associações de consumidores, facultando-lhes o acesso aos textos respectivos.”

Na elaboração da versão final dos novos textos regulamentares serão considerados todos os comentários e sugestões que forem enviados à ERSE, não apenas pelas entidades anteriormente mencionadas e pelo Conselho Tarifário, mas por todos os interessados.

As contribuições escritas enviadas à ERSE serão tornadas públicas, salvo indicação expressa em contrário, sendo disponibilizadas na página da ERSE na Internet (www.erse.pt) onde se encontram também o presente documento, os regulamentos actualmente em vigor e outros documentos relevantes para o processo de revisão regulamentar.

As contribuições escritas podem ser enviadas à ERSE até 7 de Julho de 2008, por correio, por fax ou, preferencialmente, por correio electrónico, para os seguintes endereços:

Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama, 1 1400-113 Lisboa

Fax: 213033201

Correio electrónico: consultapublica@erse.pt

No dia 18 de Julho de 2008 terá lugar uma audição pública para a qual se convidam desde já todas as entidades, associações, empresas e demais partes interessadas na revisão dos regulamentos do sector eléctrico. A audição pública, cujo programa será oportunamente divulgado, realiza-se no seguinte local:

Centro Cultural de Belém, Sala Luís Freitas Branco

Após a audição pública, e tendo em conta as várias contribuições recebidas, a ERSE irá proceder à elaboração e publicação dos novos regulamentos. Essa publicação será acompanhada de um

documento justificativo das soluções adoptadas e da eventual não consideração de comentários recebidos.

2 ESTRUTURA TARIFÁRIA

2.1 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

A tarifa de Comercialização recupera os proveitos da actividade de Comercialização, que engloba os custos da estrutura comercial, nomeadamente a leitura, a contratação, o tratamento e disponibilização de dados, a facturação, a cobrança, bem como o atendimento presencial e telefónico.

As tarifas de Comercialização são diferenciadas por nível de tensão e por tipo de fornecimento em BT, sendo definidas três tarifas:

- Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT;
- Tarifa de Comercialização em BTE;
- Tarifa de Comercialização em BTN.

As tarifas de Comercialização são monómias e consistem de um termo tarifário fixo com preços definidos em Euros por mês.

A ERSE sugere e submete à consideração dos agentes que as tarifas de Comercialização passem a ser binómias, com um termo fixo e um termo variável dependente da energia.

Com efeito, os clientes com maiores consumos exigem a criação de provisões para incobráveis mais avultadas, aumentando assim os custos operacionais, que deste modo variam com a dimensão dos clientes e como tal a tarifa deve reflectir essa variabilidade. De facto, o comercializador de último recurso não detém activos imobilizados materialmente relevantes, mas sim, grandes necessidades de financiamento (activo circulante), que devem ser reconhecidas e que dependem genericamente da energia consumida.

Acresce que a noção de serviço público no sector eléctrico, expressamente evidenciada pelas directivas comunitárias e pela lei de bases do sector eléctrico, consagra o fornecimento de electricidade um serviço essencial tendo os distribuidores de energia eléctrica a obrigação de fornecer energia eléctrica aos clientes que a requisitarem (e que preencham os requisitos legais para o efeito). O facto de a actividade de Comercialização ser composta por um termo tarifário fixo, cujo preço não varia com o consumo pode dificultar ou impedir o acesso de consumidores mais vulneráveis e necessitados a este bem essencial. A alteração agora proposta permite consignar esta situação.

Por último, importa reconhecer que a introdução de um termo tarifário que dependa da energia consumida contribui para a promoção da eficiência no consumo.

2.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE REDES

Propõe-se a extinção da tarifa de Comercialização de Redes, por via da inclusão da actividade de Comercialização de Redes na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

De facto, considera-se que a actividade de medição está directamente ligada às actividades de redes de distribuição, enquanto interface de informação entre a infra-estrutura física do sistema eléctrico e a infra-estrutura comercial e contratual. Nesse sentido propõe-se que estes custos continuem a ser veiculados pelas tarifas de uso das redes (genericamente, a tarifa de uso da rede de distribuição). Os custos com a medição continuam assim incluídos na tarifa de acesso, aplicável a todos os consumidores (ou comercializadores) de forma não discriminatória e transparente.

2.3 FACTURAÇÃO DO USO DAS REDES DE MONTANTE AOS FORNECIMENTOS NAS REDES DE JUSANTE

As tarifas de uso de rede de distribuição são compostas por vários termos de facturação, que pretendem transmitir o verdadeiro custo da utilização dessas redes e imputá-lo aos seus utilizadores. Parte destes custos relaciona-se com as infra-estruturas periféricas da rede (troços periféricos, equipamentos terminais de rede, ...), as quais são utilizadas por um número restrito de consumidores e condicionadas pela capacidade local disponibilizada a esses consumidores¹. Utiliza-se para medida dessa capacidade local a potência contratada dos consumidores, que corresponde ao máximo anual seu consumo em períodos de 15 minutos. Estes troços periféricos de rede gozam de um reduzido efeito de simultaneidade² dos consumos, quando comparados com os troços comuns da rede.

Uma instalação consumidora de energia eléctrica ligada, por exemplo, à rede de distribuição de baixa tensão, para além de utilizar a rede de baixa tensão também utiliza a rede de média tensão e as restantes redes a montante.

Assim, a facturação da rede de montante aos fornecimentos em níveis de tensão inferiores deve fazer-se por aplicação da tarifa de uso de rede de distribuição de montante aos fornecimentos de jusante. Na facturação do termo de potência contratada (que permite a recuperação dos custos com os troços periféricos) deve ter-se em consideração que o efeito de simultaneidade dos consumos situados

¹ Os custos de distribuição de energia eléctrica estão principalmente relacionados com a capacidade de transmissão de energia, mais do que com o consumo efectivo. De facto, os investimentos nas infra-estruturas de rede são condicionados pelo valor máximo de energia a transportar num dado horizonte temporal.

² O efeito de simultaneidade traduz o facto de uma rede dimensionada para servir vários consumidores não corresponder necessariamente à soma das redes que teriam que ser construídas para servir cada um desses consumidores individualmente. Em termos económicos usa-se também a expressão: economias de rede.

na rede de jusante é elevado, relativamente à utilização do troço periférico da rede de montante (ao contrário dos consumos ligados na própria rede).

De modo a traduzir o referido efeito de simultaneidade dos consumos da rede de jusante na utilização dos troços periféricos da rede de montante, considera-se, na actual regulamentação, que a potência contratada é determinada pelo somatório da potência média em horas de ponta das entregas nas redes a jusante. Considera-se que esta hipótese representa um extremo de análise ao qual corresponderá o valor mínimo de potência contratada imputável às entregas nas redes de jusante. Esta situação desonera os consumidores das redes de jusante face aos consumidores ligados às redes de montante na comparticipação dos troços periféricos das redes de montante.

Por forma a aperfeiçoar-se a regulação neste aspecto, propõe-se a alteração do Regulamento Tarifário introduzindo um coeficiente de simultaneidade que relacione a potência em horas de ponta dos consumos nas redes de jusante com a potência contratada equivalente (potência máxima de 15 minutos nos últimos 12 meses, do consumo agregado das redes de jusante) nas redes de montante.

Assim, a título de exemplo, a facturação do preço de potência contratada da rede de MT aos fornecimentos em BT, deve fazer-se de acordo com a seguinte fórmula:

$$Fact_{TPcBT}^{URDMT} = Pp_{BT} \times (1 + \gamma_{BT}^p) \times (1 + \delta_{MT}) \times TP_{cMT}$$

Com:

$Fact_{TPcBT}^{URDMT}$	Facturação do preço de potência contratada da rede de MT aos fornecimentos em BT
TP_{cMT}	Preço da potência contratada da tarifa de Uso da Rede de Distribuição de MT
Pp_{BT}	Potência em horas de ponta das entregas a clientes de BT
γ_{BT}^p	Factor de ajustamento para perdas em horas de ponta nas redes de BT
δ_{MT}	Factor que relaciona, por efeito de simultaneidade, a potência contratada de MT com a potência média em horas de ponta entregue a clientes nos níveis de tensão de jusante.

Importa reforçar novamente que o Regulamento Tarifário em vigor já considera o racional enunciado embora preveja a imputação do preço de potência contratada da rede de montante à potência em horas de ponta dos consumos da rede de jusante. A proposta agora elaborada flexibiliza esta relação, estimando-se que o valor ao qual deve ser imputado o preço de potência contratada de montante deva ser superior à potência em horas de ponta, na medida em que esta grandeza agrega o consumo num número alargado de horas por mês.

O valor a utilizar no cálculo tarifário para o coeficiente de simultaneidade será proposta ao Conselho Tarifário conjuntamente com a proposta de tarifas e preços.

2.4 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

2.4.1 OPÇÕES TARIFÁRIAS

CRIAÇÃO TARIFA TRI-HORÁRIA EM BTN ≤ 20,7 KVA

A diferenciação de preços, baseados em custos marginais, procura fornecer aos agentes económicos os sinais adequados sobre as opções de consumo, fomentando-se a eficiência económica do sistema eléctrico e a maximização do bem-estar social.

Na definição de períodos tarifários existe um compromisso entre eficiência económica e simplicidade e clareza das tarifas. Por um lado, um sistema demasiado complexo, pode não conseguir maximizar a eficiência, pelo facto dos agentes não conseguirem apreender os sinais que lhes são transmitidos pelos preços. Por outro lado, um sistema com muitos termos de facturação obriga à instalação de equipamentos de medida mais caros, sendo que para determinados segmentos de clientes, os benefícios podem não compensar os custos de implementação destes equipamentos de medida.

Uma vez que os equipamentos de contagem que actualmente são instalados nos clientes de BTN apresentam a possibilidade de leitura tri-horária, considera-se que é oportuna a criação de uma opção tarifária tri-horária para os clientes com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA e superiores a 3,45 kVA. Para esta gama de potências contratadas os clientes podem já optar por contagem simples ou pela contagem bi-horária. Em 2006 existiam 515 mil clientes na opção bi-horária.

Considera-se que a oferta desta opção tarifária tri-horária permite aumentar a aderência das tarifas aos custos causados, aumentar a opção de escolha dos consumidores e contribuir para a existência de mais criatividade no mercado retalhista na medida em que os comercializadores têm também mais opções de contagem.

Concorda com a criação de uma opção tarifária tri-horária para os fornecimentos com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA e superiores ou iguais a 3,45 kVA?
--

EXTINÇÃO DA OPÇÃO TARIFÁRIA SIMPLES EM BTN>

O Regulamento Tarifário em vigor prevê a extinção da tarifa simples para os fornecimentos de BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA (BTN>) no final do período de regulação. Para o efeito foi solicitado ao comercializador de último recurso que, ao longo do período de regulação, orientasse os clientes desta opção tarifária com vista a que os mesmos se reposicionassem na opção tarifária mais vantajosa. Procurou-se assim, preparar a extinção desta tarifa, acautelando eventuais impactos tarifários significativos.

Considera-se que a transmissão de sinais preço mais eficientes deve condicionar a extinção das opções tarifárias simples em BTN>, podendo os clientes optar por tarifas tri-horárias, que fornecem sinais mais adequados sobre os custos que os consumidores causam no sistema ao consumir em determinado período horário, conduzindo a opções de consumo mais eficientes. Estes consumidores devem ser envolvidos na decisão de consumo com base em preços diferenciados que aderem aos diferentes custos da energia ao longo do dia.

É importante referir que as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a estes consumidores são tri-horárias, pelo que esta modificação aproxima os consumidores do comercializador de último recurso dos consumidores em mercado, facilitando a comparabilidade dos preços e por fim a escolha do comercializador pelos consumidores. Esta harmonização entre a estrutura tarifária das tarifas do comercializador de último recurso e das tarifas praticadas no mercado facilita a transição na medida em que promove a concorrência neste segmento de consumidores. A ERSE disponibiliza na sua página de Internet um simulador de comparação de tarifas que permite estimar a facturação em tarifas tri-horárias a partir de informação de consumo de tarifa simples, com o objectivo de maximizar os efeitos desta alteração tarifária e promover a escolha da tarifa mais competitiva para cada cliente.

Na Região Autónoma dos Açores existe uma opção tarifária simples de BTN, para consumos sazonais e com potências contratadas superiores a 17,25 kVA. Na sequência da extinção da opção tarifária equivalente em Portugal continental, e tomando em consideração que não há qualquer cliente nesta opção tarifária neste momento, propõe-se igualmente a extinção desta opção tarifária nos Açores. Desta forma, uniformiza-se o tratamento dos consumidores neste segmento generalizando a aplicação de tarifas com discriminação tri-horária.

OPÇÃO TARIFÁRIA TETRA-HORÁRIA NA BTE

Actualmente os contadores em instalação, são aparelhos digitais que permitem uma maior panóplia de funcionalidades face aos aparelhos electromecânicos convencionais. Uma dessas funcionalidades é a possibilidade do alargamento da discriminação de contagem, sem custos adicionais.

Surge assim a possibilidade da introdução de uma opção tarifária com quatro períodos horários e com diferenciação sazonal de preços na BTE.

Esta opção permite aumentar o grau de transparência na formação e fixação das tarifas e melhorar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas, ou seja, promove uma melhor aderência das tarifas aos custos, com as consequentes melhorias em termos de eficiência económica na utilização eficiente das redes e da energia eléctrica, assegurando assim uma melhoria do sinal preço a transmitir pelas tarifas de Venda a Clientes Finais. Adicionalmente esta opção representa um aumento das opções para os consumidores bem como um incentivo ao aumento da criatividade por parte dos comercializadores a operar no mercado retalhista.

Concorda com a criação de uma opção tarifária com quatro períodos horários e com diferenciação sazonal de preços na BTE?

2.4.2 REGRA DE FACTURAÇÃO AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO E AOS OPERADORES DE REDE QUE ACTUAM EXCLUSIVAMENTE EM BT

Actualmente, a tarifa de Venda do Comercializador de Último Recurso (CUR) em MT e AT aos CUR que actuam exclusivamente em BT é igual à tarifa de Venda a Clientes Finais dos CUR em MT, podendo o CUR em BT escolher a opção tarifária que considere mais vantajosa, de entre as opções previstas para a referida tarifa.

Em alternativa, os CUR que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT podem escolher a regra de facturação opcional estabelecida no Regulamento de Relações Comerciais. De acordo com esta regra, a facturação é determinada pela diferença entre a facturação obtida por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT às quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes em BT e a facturação obtida por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BT, Comercialização de Redes em BT e Comercialização em BT, às mesmas quantidades.

Na presente proposta regulamentar extingue-se do Regulamento Tarifário a tarifa de Venda do Comercializador de Último Recurso em MT e AT aos CUR que actuam exclusivamente em BT, sendo definida no Regulamento de Relações Comerciais a regra de facturação aplicável aos CUR que actuam exclusivamente em BT. Esta extinção prende-se com a previsível extinção em 2011 das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais para consumidores com potência contratada superior a 50 kW, sendo apresentada a fundamentação para a regra de facturação aplicável no documento de discussão de revisão do Regulamento de Relações Comerciais.

Tendo em conta a necessidade de acautelar impactes nos CUR e nos ORD, importa manter como regime transitório a situação actual até à data de extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT.

Os CUR ou os ORD afectados por esta alteração devem enviar à ERSE estudos que avaliem os impactes da referida alteração.

2.5 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Os sistemas tarifários das Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM) apresentam tarifas dependentes do uso dado à energia eléctrica. Este tratamento discriminatório dos consumidores não é aceitável num sistema tarifário aditivo e equitativo, onde as tarifas de energia eléctrica devem ser oferecidas em igualdade de circunstâncias a todos os clientes em função das suas características de consumo e não dependendo do uso dado à energia eléctrica.

Por estas razões, o Regulamento Tarifário estabelece a extinção das tarifas dependentes do uso na RAA e na RAM, embora se tenha prolongado a sua aplicação até ao final de 2008, com carácter transitório, no sentido de minimizar os impactes na facturação dos clientes destas opções tarifárias. A extinção das opções tarifárias transitórias em vigor na RAA e na RAM conduzirá à migração dos clientes nessas opções tarifárias para as opções tarifárias independentes do uso dado à energia eléctrica. Importa assim actualizar a avaliação do impacte desta extinção.

Calculou-se para cada opção tarifária a variação em percentagem entre as receitas que resultariam da aplicação das tarifas independentes do uso dado à energia e as receitas proporcionadas pela aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais actualmente em vigor. Analisou-se a sensibilidade desta variação tarifária à utilização da potência contratada, considerando seis cenários de consumo de energia eléctrica: +200%, +100%, +50%, -25%, -50% e -75% do consumo de cada opção tarifária em cada período horário. Os valores da potência contratada foram mantidos nos seis cenários.

Nos quadros seguintes apresenta-se a análise de impactes por opção tarifária, assinalando-se as situações com variações tarifárias superiores a 5%. Os valores da coluna referente ao cenário “base” correspondem à variação tarifária global observada com consumos verificados em 2006, por opção tarifária.

Quadro 2-1 - Análise da sensibilidade da variação tarifária à utilização da potência contratada nas opções tarifárias transitórias da RAA

Opção tarifária	Número de clientes	Energia total (kWh)	% da facturação das TVCF						
			-75%	-50%	-25%	Base	+50%	+100%	+200%
MT organismos	149	74 249 000	-2,72	-3,51	-3,91	-4,15	-4,42	-4,57	-4,82
MT outros consumidores	169	63 939 000	-0,54	-1,89	-2,56	-2,96	-3,42	-3,67	-4,08
BTE organismos	87	3 614 000	-2,08	-2,10	-2,12	-2,14	-2,17	-2,19	-2,27
BTE outros consumidores	33	14 814 000	3,92	3,40	2,95	2,56	1,93	1,44	0,23
BTN > organismos	436	11 239 000	13,81	6,02	2,92	1,25	-0,50	-1,41	-2,83
BTN > outros consumidores	2 523	61 287 000	10,68	5,36	3,21	2,04	0,80	0,16	-0,84
BTN < Simples organismos	1 184	4 316 000	0,92	-0,49	-1,19	-1,61	-2,09	-2,36	-2,80
BTN < Bi-horária organismos	1	4 000	4,52	0,30	-2,20	-3,86	-5,91	-7,14	-9,30

Quadro 2-2 - Análise de sensibilidade da variação tarifária à utilização da potência contratada nas opções tarifárias transitórias da RAM

Opção tarifária	Número de clientes	Energia total (kWh)	% da facturação das TVCF						
			-75%	-50%	-25%	Base	+50%	+100%	+200%
AT CU consumidores especiais	0	0	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
AT MU consumidores especiais	0	0	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
AT LU consumidores especiais	0	0	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
MT 30 kV CU consumidores especiais	0	0	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
MT 30 kV MU consumidores especiais	2	673 990	-2,24	-1,74	-1,44	-1,23	-0,97	-0,82	-0,53
MT 30 kV LU consumidores especiais	0	0	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a	n.a
MT 6,6 kV CU consumidores especiais	5	286 994	8,90	5,30	3,25	1,93	0,33	-0,61	-2,23
MT 6,6 kV MU consumidores especiais	3	39 522	1,85	2,14	2,38	2,58	2,89	3,11	3,64
MT 6,6 kV LU consumidores especiais	69	48 245 853	-1,10	2,14	3,73	4,68	5,76	6,35	7,33
BTE MU consumidores especiais	125	19 494 937	6,18	7,72	8,58	9,13	9,79	10,17	10,83
BTE LU consumidores especiais	3	261 584	3,82	1,93	0,90	0,24	-0,53	-0,98	-1,75
BTN > Simples consumidores especiais	40	1 646 461	-29,61	-19,34	-14,36	-11,42	-8,10	-6,28	-3,30
BTN > MU consumidores especiais	129	5 096 115	-26,29	-13,10	-6,52	-2,58	1,93	4,43	8,55
BTN > LU consumidores especiais	1	195 425	-29,84	-4,09	10,10	19,09	29,83	36,02	46,61
BTN <=2,3 Simples não domésticos	736	341 124	1,76	1,23	0,92	0,71	0,46	0,31	0,04
BTN < Simples não domésticos	15 518	88 015 669	-1,61	-1,06	-0,79	-0,63	-0,45	-0,35	-0,18
BTN < Bi-horária não domésticos	380	10 664 249	4,82	2,73	1,90	1,46	1,00	0,76	0,38
BTN <=2,3 Simples consumidores especiais	12	0	-4,02	-4,02	-4,02	-4,02	-4,02	-4,02	-4,02
BTN < Simples consumidores especiais	464	1 819 959	-11,96	-7,10	-4,22	-2,31	0,06	1,47	3,97
BTN < Bi-horária consumidores especiais	23	573 361	-8,20	-5,07	-3,67	-2,87	-2,01	-1,54	-0,80

Importa ainda referir que, da análise efectuada aos preços das tarifas de BTN aplicáveis a clientes não domésticos na RAM, para potências contratadas não superiores a 20,7 kVA, a única tarifa que pode apresentar impactes tarifários relevantes, por cliente, é a tarifa bi-horária.

Com a informação disponível sobre as análises de impactes da extinção das opções tarifárias transitórias, sugerem-se duas soluções, em função dos impactes verificados: (i) Extinção das opções tarifárias transitórias que verifiquem reduções de qualquer montante e acréscimos tarifários máximos por cliente até 5% da factura anual; (ii) para as restantes opções tarifárias que verifiquem acréscimos tarifários superiores a 5% da factura anual, sugere-se a manutenção das opções transitórias durante o período de regulação, alterando-se a forma de cálculo das variações tarifárias a aplicar a estas tarifas, de forma a penalizá-las gradualmente.

Desta análise média de impactes, é sugerida a conservação das seguintes opções tarifárias transitórias, para a RAA:

- BTN > Organismos
- BTN > Outros Consumidores

Para a RAM, sugere-se a conservação das seguintes opções tarifárias transitórias:

- MT 6,6 kV CU Consumidores especiais
- MT 6,6 kV LU Consumidores especiais
- BTE MU Consumidores especiais
- BTN> Simples Consumidores especiais

- BTN< Bi-horária Consumidores especiais
- BTN< Simples Consumidores especiais
- BTN< Bi-horária Não Domésticos

Em anexo é apresentada a análise dos impactes tarifários resultantes da extinção das opções tarifárias transitórias por cliente. Esta análise suporta e corrobora a conservação das opções transitórias para as regiões autónomas propostas e de extinção das restantes.

2.6 MECANISMO DE CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS PARA TARIFAS ADITIVAS

Na presente proposta de regulamentação, o actual mecanismo de convergência para tarifas aditivas é aperfeiçoado. As alterações introduzidas permitem agilizar o processo de convergência para tarifas aditivas e prevenir eventuais distorções de preços.

O actual mecanismo de convergência para tarifas aditivas permite a aplicação de variações tarifárias diferenciadas por opção tarifária, mais elevadas naquelas que se encontrem mais afastadas das tarifas aditivas.

De igual modo, é considerado um conjunto de limites que permite atenuar acréscimos globais por opção tarifária e por cliente na medida em que se podem impor variações máximas, quer para os acréscimos tarifários por opção tarifária quer para os acréscimos de cada preço.

Para uma dada variação tarifária global, as opções tarifárias que apresentem preços médios inferiores aos que resultam da aplicação das tarifas aditivas, observam acréscimos tarifários superiores à variação tarifária global. As receitas proporcionadas por estes acréscimos permitem a aplicação de variações tarifárias abaixo da variação tarifária global nas restantes opções tarifárias.

A necessidade de se limitarem os acréscimos por opção tarifária a um valor máximo admissível conduz à limitação da variação de receitas nalgumas opções tarifárias. Esta situação obriga à limitação das variações de receitas nas opções tarifárias cujas variações sejam inferiores à variação tarifária global. As variações nestas opções tarifárias são limitadas através de uma mesma constante multiplicativa, ou seja, as variações das receitas nestas opções tarifárias têm que ser limitadas, retirando-se um valor percentual idêntico em todas as opções tarifárias nestas condições.

Um mecanismo semelhante é aplicado dentro de cada opção tarifária relativamente às variações aplicáveis a cada preço. Ou seja, para uma dada opção tarifária à qual se aplica uma determinada variação tarifária, os preços que resultem inferiores aos das tarifas aditivas observam acréscimos superiores à média e, em contrapartida, os restantes preços observam variações inferiores à média. A

necessidade de se imporem variações máximas para cada preço, por forma a permitir limitar as variações de facturação observadas por cada cliente, origina a necessidade de se limitarem as reduções. Com efeito, a perda de receita associada aos preços sujeitos à limitação, é compensada em todos os preços que observam variações tarifárias inferiores à média, mediante a aplicação de um mesmo valor percentual. Assim, a redução de receitas associada aos vários preços que observam variações inferiores à média é limitada proporcionalmente em cada um destes preços.

Considerando que o algoritmo de convergência de preços actua dentro de cada opção tarifária, em determinadas situações podem ocorrer desajustes entre os preços de opções tarifárias adjacentes, como por exemplo, entre as BTN simples e as BTN bi-horárias. Para determinada potência contratada, o preço aditivo de potência contratada da tarifa simples é igual ao preço de potência contratada da tarifa bi-horária. No passado, os preços de potência das tarifas simples eram inferiores aos preços de potência das tarifas bi-horárias. O algoritmo de convergência para tarifas aditivas conduziu a que esta situação se invertesse nalgumas tarifas, devido à existência de variações tarifárias diferenciadas por opção tarifária. Tal ocorreu na tarifa de BTN não domésticos da RAM, para potências contratadas entre 3,45 kVA e 20,7 kVA, cujos preços de potência contratada da tarifa simples são superiores aos respectivos preços de potência contratada da tarifa bi-horária. Assim, na presente proposta regulamentar, prevê-se que quando o algoritmo de preços conduzir a distorções de preços como a acima descrita, a ERSE possa atenuar as descidas ou subidas desses preços, para evitar a ocorrência dessas distorções.

De igual modo, excepcionam-se do mecanismo de convergência para tarifas aditivas as tarifas transitórias, definindo-se para estas tarifas um mecanismo excepcional, sendo a sua evolução superior à variação da opção aditiva que as substitui. Assim, garante-se que a evolução das opções tarifárias transitórias é agravada face à das opções tarifárias aditivas e a promover, procurando-se assim, que estas opções tarifárias a extinguir se tornem progressivamente menos atractivas para os consumidores. Estes passariam gradualmente, por sua iniciativa e com a orientação das empresas, para as opções tarifárias definitivas, que promovem uma melhor aderência aos custos e assim induzem a uma maior eficiência na utilização dos recursos do sector.

A não extinção das tarifas transitórias procura acautelar eventuais impactos tarifários significativos, definindo-se assim que os preços em vigor variam de acordo com um factor de agravamento por opção tarifária, indexado à variação das opções das tarifas com estrutura aditiva.

2.7 RELAÇÃO ENTRE AS FORMAS DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO E A DINÂMICA DE REVISÃO DE PREÇOS DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉCTRICA

A elevada volatilidade do preço da energia eléctrica nos mercados grossistas é um dado estrutural do sector. Esta volatilidade está relacionada com diversos factores internos e externos a esse sector como

sejam a evolução do preço dos combustíveis fósseis, o regime hidrológico e eólico, a relação entre a procura e capacidade de produção disponível. A volatilidade do preço do mercado contém, em si mesma, sinais económicos relevantes ao mercado e úteis aos agentes que assim podem contribuir para o equilíbrio desse mercado a médio prazo. Entre os exemplos dos benefícios desta dinâmica podem referir-se os novos investimentos em centrais eléctricas, a selecção das centrais a mobilizar em cada hora para fornecer o consumo, a gestão do recurso hídrico nas centrais de albufeira, etc.

Assim, é consensual a virtuosidade potencial do mercado para fornecer sinais económicos aos agentes promovendo a gestão do sistema eléctrico de forma descentralizada e eficiente. Nestes agentes incluem-se em particular os que actuam no mercado grossista de energia eléctrica.

Relativamente aos consumidores finais de energia eléctrica, o papel da volatilidade do preço da energia deve ser encarado numa perspectiva diferente. Se bem que estes consumidores também reajam a sinais económicos de preço, a sua reacção é na maioria dos casos mais limitada quer na amplitude quer no tempo de resposta.

Em particular, a exposição dos consumidores à volatilidade do preço da energia eléctrica é muito diferente de caso para caso. No segmento residencial, a capacidade de responder a variações significativas nos preços é bastante limitada (quer devido à utilização da energia em actividades essenciais à vida das famílias quer devido à falta de informação ou falta de acesso à informação, quer ainda devido à fraca capacidade de adaptação dos equipamentos de utilização de energia eléctrica a preços subitamente diferentes). No caso dos consumidores industriais, por exemplo, além de poderem ter profissionais de gestão de energia a seu serviço, têm muitas vezes alguma capacidade de reorganizar o processo produtivo em tempo útil, e de utilizar formas de energia alternativas entre outras maneiras de reagir aos preços de energia eléctrica de curto prazo.

Em resumo, considera-se que a volatilidade de preços de energia observada no mercado grossista é menos eficaz no curto prazo e do ponto de vista económico, do que no mercado retalhista. Adicionalmente, alguns segmentos de consumidores valorizam mais a estabilidade da sua factura energética do que preços voláteis, ainda que temporariamente mais baixos. De facto, considera-se que a elasticidade da procura ao preço é reduzida no curto prazo e mais elevada no médio e longo prazo. Com efeito, a resposta da procura está muito ligada às opções de investimento das instalações dos consumidores, que uma vez tomadas condicionam a procura durante tempo considerável, ligado ao período de vida dos equipamentos.

Porém, é sempre possível reduzir o desperdício, o que aconteceria em situação de alterações tarifárias de magnitude apreciável.

Sem prejudicar a eficiência do funcionamento do mercado grossista de energia eléctrica, quer no curto quer no longo prazo, existem mecanismos de cobertura de risco de preço ao dispor dos comercializadores que lhes permitem estabilizar o preço de aquisição de energia eléctrica. Embora o

sector eléctrico português possua historicamente alguns mecanismos de redução da exposição do preço da energia a riscos de curto prazo (como as centrais hídricas ou a produção em regime especial), os comercializadores podem utilizar mecanismos adicionais para adequar o risco de preço que observam do lado das suas compras de energia, ao risco que oferecem aos seus clientes nas tarifas praticadas. A este respeito importa salientar que num mercado retalhista eficiente os comercializadores não conseguirão imputar aos clientes futuros desvios de receitas verificados em anos anteriores, sob pena de verem os seus clientes mudar de fornecedor de energia³.

Os comercializadores em regime de mercado são livres de estabelecer bilateralmente as condições contratuais com os seus clientes, incluindo a periodicidade e circunstâncias de eventuais revisões de preços, a existência de mecanismos de cobertura (ou partilha) de risco, etc.

Pelo contrário, o comercializador de último recurso tem várias restrições de carácter comercial na sua actividade, como sejam a duração mensal dos contratos de fornecimento ou a aplicação de tarifas publicadas pelo regulador com revisão tarifária determinada por este. Assim, importa incentivar uma maior consistência entre os riscos assumidos por este agente no mercado e o risco transferido para os seus clientes. Caso contrário, o comercializador de último recurso poderá vir a acumular desvios nos custos de aquisição de energia eléctrica que dificilmente serão recuperados ou devolvidos aos consumidores num mercado retalhista concorrencial e eficiente.

A convergência entre o perfil de risco nas compras e nas vendas do comercializador de último recurso pode ser promovida de duas formas:

- Aumentando a frequência da revisão dos preços das tarifas (semestralmente, trimestralmente, sempre que os desvios acumulados ultrapassem um limiar predefinido, ...)
- Incentivando o comercializador de último recurso a cobrir o risco de preço nas suas compras de energia⁴.

A escolha do modelo a seguir pode não ser única, devendo ser adaptada às necessidades dos consumidores em cada caso. Porventura os consumidores industriais estarão receptivos a uma revisão periódica das tarifas enquanto os consumidores residenciais privilegiarão um preço estável, estando disponíveis a assumir o encargo da cobertura de risco desse preço.

A transição de um mercado regulado para um mercado liberalizado traz desafios ao comercializador incumbente e aos novos comercializadores. Importa assim desenvolver ferramentas de actuação dos comercializadores de último recurso compatíveis com o novo ambiente de mercado. Os governos de

³ Este argumento não é válido no caso de os contratos de fornecimento preverem prazos mais longos do que um ano. A definição do prazo do contrato é em si mesmo uma forma de cobertura de risco pelos comercializadores.

⁴ No âmbito do MIBEL, os comercializadores de último recurso já são obrigados a contratar 10% das suas compras de energia no mercado a prazo – OMIP.

Portugal e de Espanha assumiram o objectivo político de extinguir progressivamente as tarifas reguladas de venda a clientes finais, em particular para os clientes maiores (potência contratada superior a 50 kW).⁵

O fim das tarifas reguladas de venda a clientes finais em MT não deve provocar um choque de preços observados pelos clientes afectados, assim como a coexistência do mercado livre com essas tarifas reguladas nalguns segmentos de consumidores, deve basear-se num ambiente concorrencial e de transparência e previsibilidade no processo de fixação dos preços.

Em súpula, um dos desafios que se coloca à regulação do sector eléctrico nos anos mais próximos é a promoção de preços de energia do comercializador de último recurso adaptados às necessidades dos consumidores e coerentes com o novo contexto de mercado, devendo este agente ser incentivado a desenvolver a sua actividade de aquisição de energia de forma transparente e alinhada com os objectivos de estabilidade e sustentabilidade tarifária.

Por tudo o que foi referido, importa colocar à consideração dos agentes a possibilidade de se proceder à revisão trimestral das Tarifas de Vendas a Clientes Finais, e em particular no contexto actual em que a sua extinção, para os fornecimentos superiores a 50 kW, está anunciada. Devem também ser discutidas outras formas de ajustamento tarifário como a revisão extraordinária de tarifas sempre que as variações de custos não previstos na revisão anual de tarifas ultrapassem um determinado limiar predefinido. Desta forma, ao rever-se em condições excepcionais as tarifas evitava-se o isolamento entre os preços das tarifas e os preços da energia no mercado grossista, contribuindo-se para uma afectação eficiente dos recursos e para a sustentabilidade no curto prazo entre o mercado regulado e o mercado livre, evitando-se a eventual existência de comportamentos de “free-riding” por parte de alguns consumidores.

Alternativamente ou em complemento à revisão trimestral das tarifas, importar discutir os processos a adoptar pelo CUR no seu aprovisionamento de energia, que permitam partilhar o risco de preço entre produtores e consumidores, mitigando-se os desvios de energia a importar nos anos seguintes.

Considerou-se que dada a relevância e sensibilidade do tema em discussão, não se deveria avançar com uma proposta de alteração regulamentar sem primeiro iniciar um processo de consulta prévia aos agentes do sector. Assim, os contributos recebidos no âmbito do processo de consulta pública deverão motivar uma proposta mais elaborada de alteração regulamentar sobre este tema em concreto, a desenvolver futuramente, procurando o maior consenso e discussão pública em redor das soluções a adoptar.

⁵ No Acordo assinado em 2007 em Lisboa (Plano de Compatibilização Regulatória), os governos de Portugal e de Espanha acordaram que “(...) em Janeiro de 2011, as tarifas reguladas de último recurso serão garantidas aos clientes com níveis de tensão em BT inferiores a 50 kW” e ainda que “(...) os comercializadores de último recurso poderão vender energia a preços inferiores às tarifas de último recurso. As tarifas de último recurso serão fixadas com base em mecanismos de mercado, em consequência do que os comercializadores de último recurso passarão a assumir risco na actividade de aquisição e venda de energia.”

Como compatibilizar as dinâmicas de evolução dos custos da energia eléctrica com a periodicidade de revisão tarifária? Devem as tarifas de venda a clientes finais incluir opções com abordagens diferenciadas e com diferentes níveis de risco de preço?

Como evitar que o actual sistema de recuperação de desvios de energia do CUR em anos seguintes possa, em períodos de grande volatilidade de preços, provocar correspondente passagem de clientes entre o mercado livre e regulado conduzindo no limite à inviabilização deste modelo?

3 REGULAÇÃO ECONÓMICA DAS ENTIDADES REGULADAS

MODO DE REGULAÇÃO

O estágio de maturidade a que se chegou com os modelos de regulação em vigor, a experiência regulatória de uma década e as contínuas mudanças na organização do sector eléctrico são alguns dos factores que implicam a revisão da forma de regulação dos operadores de rede e dos comercializadores de último recurso, nomeadamente pela inclusão de mecanismos de incentivos que proporcionem uma eficiência acrescida na alocação dos recursos ao dispor das empresas.

Também a necessidade de equiparação com a regulação do sector do gás natural, nomeadamente a inexistência de separação entre as actividades de Comercialização de Redes e de Distribuição de Energia Eléctrica e a existência de uma margem de comercialização no comercializador de último recurso que vise compensar as necessidades de fundo de maneio derivadas do desfasamento entre as datas de pagamento da energia e do recebimento das vendas dessa energia são mais alguns dos factores que se encontram subjacentes nesta revisão.

As formas de regulação que se pretendem implementar são necessariamente baseadas nos tradicionais modelos existentes, por taxa de remuneração (*Rate of Return – RoR*), por preço máximo (*Price cap*) ou por proveitos máximos (*Revenue cap*).

No entanto, os novos modelos de regulação devem ser complementados com a inclusão de incentivos, com metas exequíveis, que contribuindo para uma melhoria do desempenho das empresas devam, igualmente, ser geradores de benefícios para todos os consumidores.

Neste capítulo apresentam-se, por entidade regulada, os principais factores subjacentes à revisão da forma de regulação de cada uma das actividades.

VARIÁVEIS MACROECONÓMICAS

Para além dos factores individuais, alteraram-se também duas variáveis macroeconómicas, que condicionam o cálculo dos proveitos permitidos, a taxa de juro utilizada no cálculo dos ajustamentos e o índice de variação de preços utilizado na actualização dos parâmetros.

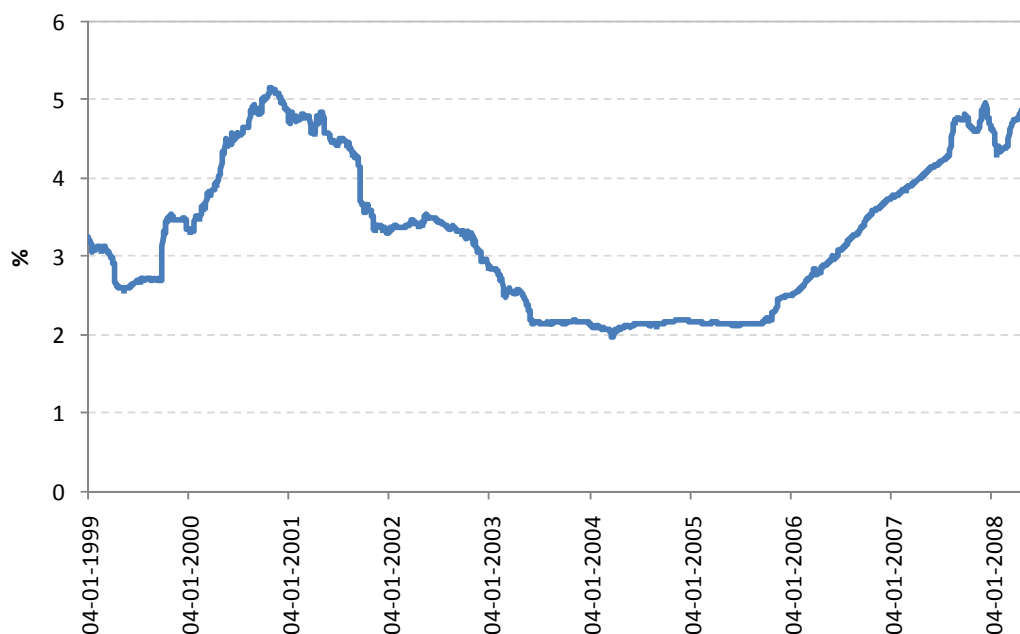
a) Taxa de juro

Desde a entrada em vigor do euro, a taxa utilizada para actualização dos desvios tarifários tem sido a Euribor a 3 meses, em vigor no último dia do mês de Junho do ano seguinte àquele em que o desvio ocorreu, acrescida de 0,5 *p.b.*

A aplicação desta taxa tem como objectivo, compensar financeiramente as empresas pela existência de desvios positivos nos proveitos permitidos, ou os consumidores no caso de desvios negativos.

A Figura 3-1 apresenta a evolução da taxa Euribor a 3 meses desde 4 de Janeiro de 1999.

Figura 3-1 – Taxa Euribor a 3 meses



Fonte: Banco de Portugal

Devido à trajectória desta taxa e para que a taxa corresponda de uma forma mais directa ao custo do dinheiro ao longo do período de formação dos desvios optou-se por:

Usar como indexante a taxa Euribor a 1 mês.

- Substituir a taxa ocorrida a 30 de Junho do ano seguinte ao que o desvio ocorreu, ano $t-1$, pelas seguintes taxas:
 - Ajustamentos provisórios - Euribor média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano $t-1$,
 - Ajustamentos definitivos - Euribor média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de Janeiro e 15 de Novembro do ano $t-1$ e a taxa média determinada com base nos valores diários do ano $t-2$.

No que toca ao *spread* a diminuição do risco resultante da alteração da taxa acima referida, assim como a evolução de novos instrumentos dos mercados financeiros desde o início do período do Euro, pode justificar que o *spread* seja tratado como um parâmetro sujeito a fixação de acordo com a análise feita no

início de cada período de regulação. Assim, optou-se por fixar para cada período de regulação o *spread* a aplicar durante esse período.

b) Taxa de inflação

O deflator do PIB é um instrumento utilizado para medir a variação dos preços registada em determinado espaço económico. Trata-se de um indicador de periodicidade anual que integra os preços de todos os bens e serviços que existem numa economia.

De facto, o deflator do PIB, não sendo um cabaz fixo de bens e serviços, como o Índice de Preços no Consumidor, faz com que sejam automaticamente reflectidas na inflação medida todas as alterações aos padrões de consumo, assim como a introdução de novos bens e serviços.

Deste modo, e sendo a energia eléctrica um bem que entra nas mais diversas fases do ciclo de vida dos produtos e dos bens e serviços de uma economia destinando-se simultaneamente ao consumo intermédio e ao consumo final, há vantagem em considerar o deflator do PIB como o instrumento que mede a variação dos preços, já que no PIB se reflectem todas as relações económicas estabelecidas na economia, assim como todos os efeitos, nomeadamente o efeito preço.

Na actualização da informação previsional enviada pelas empresas referente a custos, a proveitos e a investimentos utiliza-se o deflator do PIB e na actualização dos parâmetros da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica tem-se utilizado a variação média anual do índice de preços no consumidor, sem habitação, em Portugal continental verificada em Junho do ano anterior, àquele para o qual se estão a calcular as tarifas.

A razão para não se ter aplicado o mesmo deflator em todas as situações prendia-se com o facto de as contas nacionais trimestrais publicadas pelo Instituto Nacional de Estatística referentes ao 2.º trimestre não se encontrarem disponíveis até Setembro. Actualmente, a situação alterou-se e as contas referentes ao 2.º trimestre de cada ano são divulgadas 70 dias após o final do trimestre de referência o que irá permitir utilizar o deflator do PIB em todas as actualizações.

INCENTIVO À PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

Actualmente, as regras aplicáveis aos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) encontram-se estabelecidas no Regulamento Tarifário. Atendendo à necessidade, entretanto identificada, de regulamentar com maior detalhe diversos aspectos associados ao funcionamento dos PPDA, considera-se desejável que as regras passem a constar de regulamentação autónoma, passando o Regulamento Tarifário a incluir somente os princípios gerais aplicáveis ao funcionamento deste incentivo regulatório.

A ERSE considera que esta opção permitirá:

- Uma maior participação e especialização na discussão pública das regras aplicáveis aos PPDA;
- Uma melhor divulgação das actividades de promoção do desempenho ambiental que têm vindo a ser promovidas no âmbito da regulação;
- Um maior detalhe na regulamentação aplicável aos PPDA.

Neste sentido, encontra-se já a decorrer uma consulta pública sobre as futuras regras dos PPDA, conseguindo-se assim dar a conhecer mais cedo aos agentes as novas regras, no sentido de poderem preparar os novos PPDA e iniciar a sua execução em Janeiro de 2009.

Deste modo, propõe-se que no Regulamento Tarifário constem somente grandes princípios e uma remissão para sub-regulamentação.

Um outro aspecto que importa melhorar diz respeito ao momento de aceitação dos custos para efeitos de cálculo das tarifas. Assim, em vez de os custos serem aceites apenas ao fim de dois anos tendo em conta os valores realizados, propõe-se que os custos associados aos PPDA passem a ser aceites *a priori*, com base no PPDA a apresentar pelas empresas antes do início de cada período de regulação e ajustados ao fim de dois anos com base nos relatórios de execução.

3.1 EM PORTUGAL CONTINENTAL

Em Portugal continental existem 4 entidades reguladas: o agente comercial, o operador da rede de transporte, o operador da rede de distribuição e o comercializador de último recurso.

3.1.1 AGENTE COMERCIAL

A alteração da fórmula de regulação da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do agente comercial resulta da aplicação do Despacho n.º 11 210/2008, de 17 de Abril, relativo aos mecanismos de optimização da gestão dos contratos de aquisição de energia e da gestão das licenças de emissão de CO₂.

Tendo em conta que os incentivos introduzidos devem cobrir os custos de funcionamento e que os incentivos são calculados com um desfasamento de um ano, considera-se que o montante dos custos de funcionamento previstos para o ano t devem ser aceites a título provisório.

Este valor deve ser anulado no ano seguinte aquando do cálculo da estimativa dos incentivos.

3.1.2 OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

3.1.2.1 ACTIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉCTRICA

A actividade de Transporte de Energia Eléctrica tem vindo a ser objecto de um modelo de regulação estável ao longo dos últimos anos. Com efeito, a actual forma de regulação, por taxa de remuneração e custos aceites, mantém-se desde 1999, ano de início da regulação económica.

Da análise efectuada à evolução dos custos de exploração e investimento nestes dez anos de regulação, verifica-se que na actividade de Transporte de Energia Eléctrica, o investimento apresentou uma taxa de crescimento média anual que ronda os 20% ao ano, com investimentos na ordem dos 200 milhões de euros anuais nos últimos 3 anos, e que os custos de exploração apresentam uma taxa de crescimento média anual na ordem dos 6,7%, a preços correntes, e de 3,5% a preços constantes de 2008, com acréscimos da extensão da rede de 2,3% ao ano e de potência instalada em subestações na ordem dos 3,5%.

No início de um novo período de regulação importa reflectir sobre o modelo de regulação a implementar, ponderando as vantagens e os inconvenientes ligados a uma alteração do paradigma regulatório, nomeadamente através da introdução de incentivos que promovam um comportamento mais eficiente do operador da rede de transporte ou, de forma equivalente, penalidades a um comportamento menos eficiente do operador da rede de transporte.

Na análise da alteração da actual forma de regulação desta actividade ponderaram-se vários tipos de incentivos, conforme se apresentam na Figura 3-2.

Figura 3-2 - Incentivos propostos para a actividade de Transporte de Energia Eléctrica

Considerou-se a hipótese de introdução de incentivos eficientes em três áreas ligadas à regulação da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, nomeadamente: incentivos ao investimento eficiente, incentivos à exploração eficiente, incentivos à manutenção de activos em fim de vida útil. Manteve-se o incentivo à promoção do desempenho ambiental,

A análise efectuada deu origem, em alguns casos, a conclusões que constituem as propostas enviadas para consulta pública e, em outros casos, a temas em aberto para serem analisados pelos agentes do sector, no âmbito desta mesma consulta pública.

1. Incentivos ao investimento eficiente

O incentivo ao investimento eficiente pode ser dado através da definição da base de activos a remunerar ou através da diferenciação da taxa de remuneração a aplicar aos diversos tipos de activos.

BASE DE ACTIVOS A REMUNERAR

A base de activos a remunerar pode ser calculada de acordo com os seguintes métodos:

- a) Custos aceites – aceitam-se todos os custos de investimento realizados pela empresa.

- b) Custos de referência – determinam-se custos de referência unitários em função de variáveis físicas que transmitem os incentivos correctos, nomeadamente, extensão da rede e potência nas subestações.

O Quadro 3-1 sintetiza as vantagens e desvantagens da utilização de cada um destes métodos.

Quadro 3-1 – Vantagens e desvantagens dos métodos utilizados para cálculo da base de activos a remunerar

Alternativas	Vantagens	Desvantagens
Custos aceites	<p>É um modelo testado e estabilizado ao longo de vários períodos de regulação e em vários países.</p> <p>Vai de encontro às expectativas de médio e longo prazo dos investidores.</p> <p>Permite uma remuneração do capital, previsível <i>ex-ante</i>.</p> <p>Reduz o risco na óptica do investidor.</p>	<p>Não permite incentivar comportamentos mais eficientes à empresa para além de uma remuneração do capital.</p> <p>Promove o sobre-investimento.</p>
Custos de referência	<p>Dá incentivos à empresa para ter custos eficientes.</p> <p>Partilha entre os consumidores e a empresa dos ganhos (perdas) de eficiência.</p>	<p>A escolha dos valores de referência levanta dificuldades práticas e metodológicas.</p> <p>Aumenta o risco na perspectiva do investidor e potencia o aumento do retorno.</p> <p>A valorização dos novos investimentos, assim como, o cálculo das respectivas amortizações afastam-se dos valores das contas estatutárias da empresa.</p> <p>Grande alteração metodológica face à actual prática regulatória.</p>

O estabelecimento de metas de eficiência com base em custos de investimento de referência pode ser complementado com a implementação de um mecanismo de partilha de risco entre os consumidores e os accionistas. Com efeito, este tipo de metas pré-estabelecidas transfere a totalidade do risco e do benefício para a empresa, beneficiando ou penalizando, em consequência, os consumidores consoante o seu nível de eficiência. Este sistema pode ser atenuado por um mecanismo de partilha de risco que reparta os ganhos e perdas entre os consumidores e a empresa regulada.

Um mecanismo desta natureza dá incentivos à empresa para ter custos eficientes e estabelece a partilha entre os consumidores e a empresa dos ganhos (perdas) de eficiência. Como principais inconvenientes podem apontar-se o aumento do risco na perspectiva do investidor e uma ruptura com a actual prática regulatória. Adicionalmente, a escolha dos valores de referência levanta dificuldades práticas e metodológicas.

No actual contexto de cumprimento de um plano de investimentos por parte da empresa, no âmbito de uma concessão de serviço público, o cálculo da base de activos a remunerar deve ser por custos aceites ou por custos de referência?

No caso de se estabelecer uma regulação por custos de referência deve ser implementado um mecanismo de partilha de ganhos e perdas entre os consumidores e os accionistas? Qual a parametrização mais adequada para o estabelecimento deste modelo de partilha de ganhos?

Paralelamente à forma como são determinados os custos aceites relativos à base de activos pode ser adequado, quer numa óptica de custos aceites, quer numa óptica de custos de referência, introduzirem-se incentivos ao grau de realização do investimento.

Os incentivos podem ser estabelecidos tendo em conta metas de investimento a atingir em termos físicos, onde existe uma bonificação dada à empresa, caso o investimento realizado tenha ficado próximo das metas estabelecidas, dentro de uma banda definida, ou uma penalização, caso o investimento realizado tenha ficado distante dos objectivos pré-estabelecidos, desvio este penalizado tanto por excesso como por defeito. A penalização ou a bonificação surge considerando que os investimentos que entram na base de activos são multiplicados por um factor acima ou abaixo da unidade.

Devem ser introduzidos incentivos (ou penalidades) em função do cumprimento das metas físicas estabelecidas para os investimentos na Rede Nacional de Transporte?

Quais as variáveis físicas mais adequadas para o estabelecimento das metas a atingir? Estas metas físicas devem estar enquadradas no âmbito do Plano de Desenvolvimento das Infra-estruturas de Rede? Devem ser estabelecidos objectivos anuais ou para o período de regulação?

Qual a parametrização mais adequada para o estabelecimento deste modelo de incentivos? Nomeadamente, qual o valor do incentivo/penalização e qual o intervalo da banda a partir do qual o incentivo produz efeitos?

TAXA DE REMUNERAÇÃO

No contexto regulatório, a determinação da adequada remuneração das actividades reguladas consubstanciando, um dos principais objectivos da regulação económica, a eficiente alocação dos recursos é uma das tarefas de primordial importância. Neste sentido, a definição da taxa de remuneração dos activos afectos corresponde à definição do custo de capital das actividades reguladas, isto é, ao custo de oportunidade do capital face à remuneração esperada para um investimento com um risco semelhante. Este investimento poderá ser financiado por capital alheio ou por recursos próprios das

empresas reguladas. Deste modo, o custo de capital corresponderá à média ponderada dos custos de capital alheio e próprio.

No contexto da teoria da carteira eficiente o custo de capital próprio é proporcional ao risco da actividade da empresa. Este risco subdivide-se em risco específico, que um investidor poderá neutralizar diversificando a sua carteira de investimentos, e em risco sistemático, que não diminui com a diversificação da empresa, estando este último correlacionado com a evolução do conjunto do mercado.

A regulação poderá ser um factor que incrementa tanto o risco sistemático como o risco específico das empresas.

O risco associado à actividade regulatória surgirá quando:

1. A aplicação de regras regulatórias não permite às empresas responderem a choques externos.
2. Se verifica imprevisibilidade das acções das entidades reguladoras.

O segundo tipo de risco é um risco específico que diminui com a diversificação dos investimentos, contrariamente ao primeiro.

Assim por exemplo, o impacte de qualquer factor externo não previsto que influencie os custos terá um efeito nulo para a empresa quando esta é regulada por custos aceites, tendo em conta que os custos são directamente transferidos para os consumidores. Pelo contrário, na regulação por preços máximos ou na regulação por proveitos máximos o seu impacte é total, porque as alterações nos custos não são transferidas para os consumidores finais. A regulação baseada em custos de referência, que define *ex-ante* o valor máximo de remuneração dos activos independentemente do seu custo real de aquisição assemelha-se à regulação por proveitos máximos.

Neste sentido, o risco inerente à actividade de uma empresa varia conforme o tipo de regulação aplicada. Será maior quando a regulação se efectue por preços máximos ou por custos de referência e menor quando a regulação se efectue por custos aceites, com consequências directas no custo de capital das actividades reguladas.

A diferenciação da taxa de remuneração pode, ainda, ter em conta o tipo de activo, isto é, activo específico⁶ e activo não específico

Esta diferenciação tem como objectivo incentivar a empresa a ser particularmente eficiente na utilização de capital não directamente ligado à satisfação das necessidades dos utilizadores (activo não específico). Assim, optou-se pelo incentivo à promoção da eficiência na utilização do activo não

⁶ Activo directamente ligado à actividade de Transporte de Energia Eléctrica.

específico, aplicando-se, para o efeito, uma taxa de remuneração inferior relativamente à taxa de remuneração a aplicar ao activo específico.

3. Incentivos à exploração eficiente

O cálculo dos custos de exploração pode ser obtido através de um dos seguintes métodos:

- a) Análise dos valores históricos e previsionais das empresas.
- b) Utilização de custos de referência.
- c) Fixação de um nível objectivo.

O Quadro 3-2 sintetiza as vantagens e desvantagens da utilização de cada um destes métodos.

Quadro 3-2 – Vantagens e desvantagens dos métodos utilizados para cálculo dos custos de exploração

Alternativas	Vantagens	Desvantagens
Análise dos valores históricos e acompanhamento das previsões das empresas ao longo dos vários períodos de regulação	<p>Permite ao regulador alguma discricionariedade na aceitação de custos elegendo apenas aqueles que considere eficientes.</p> <p>Permite aferir a qualidade das previsões das empresas.</p>	A análise de valores históricos não tem em conta alterações que possam a vir a ser introduzidas no sector, nomeadamente, alterações tecnológicas, ou mesmo de reorganização da empresa.
Custos de referência	<p>Padronização dos custos controláveis pela empresa, isto é, custos com materiais diversos, fornecimentos e serviços externos, pessoal e provisões.</p> <p>Incentivo ao controlo dos custos, com aumento dos proveitos conforme a eficiência alcançada.</p> <p>Aumenta o risco para o investidor, uma vez que desvios de custos relativamente ao nível do objectivo imposto pelo regulador se reflectem na rentabilidade da empresa.</p>	<p>Aumenta o risco da empresa, uma vez que, se os custos de referência estiverem desajustados da realidade a empresa pode não conseguir recuperar a totalidade dos mesmos.</p> <p>Dificuldade na obtenção de informação de qualidade e comparável.</p> <p>A utilização de estudos de <i>benchmarking</i> é uma alternativa mas que implica a necessidade de corrigir os custos das empresas de factores externos e de factores internos.</p> <p>Como factores externos entenda-se, nomeadamente, a densidade populacional, a situação geográfica o nível de vida da população quer em termos de conforto, quer em termos económicos e por factores internos, critérios contabilísticos e de organização da empresa.</p> <p>Aumenta o risco para o investidor, uma vez que desvios de custos relativamente ao nível do objectivo imposto pelo regulador se reflectem na rentabilidade da empresa.</p>

Alternativas	Vantagens	Desvantagens
Fixação de um nível objectivo	Incentiva ao controlo dos custos.	Os benefícios resultantes da redução de custos conseguida pela empresa, para além do montante de custos permitidos, são retidos pela empresa. Aumenta o risco para a empresa e para os investidores. Dificuldade na obtenção de informação de qualidade e comparável para a fixação do nível objectivo. A utilização de estudos de benchmarking é uma alternativa com as desvantagens acima mencionadas.

No caso da fixação de um nível objectivo, este pode ser calculado por limitação do preço unitário ou por limitação do custo total.

Alternativas	Vantagens	Desvantagens
Limitação do preço unitário	O nível de custos depende do nível de actividade da empresa.	No caso da actividade de redes a actividade da empresa está ligada à extensão da rede, à potência nas subestações e ao número de painéis, variáveis que a empresa pode controlar. Maior risco associado à previsão das variáveis associadas à actividade da empresa.
Limitação do custo total	Risco menor	Considera-se que os custos de exploração não estão directamente ligados ao nível de actividade da empresa.

Os custos de exploração do operador da rede de transporte incluem os custos de manutenção das redes e das subestações os quais se encontram directamente ligados à expansão da actividade.

A manutenção da rede envolve os serviços resultantes de acções programadas e fortuitas dos diversos equipamentos de rede, incluindo os custos com a substituição do equipamento defeituoso ou degradado. A manutenção pode ser efectuada recorrendo a pessoal interno da empresa ou recorrendo à subcontratação.

Os custos com manutenção correspondem aos custos de exploração afectos directamente à expansão da rede. Estes custos incluem os custos directos, internos e externos (materiais diversos, pessoal e

fornecimentos e serviços externos) dos departamentos que têm a seu cargo manter a qualidade dos equipamentos de forma a evitar falhas de funcionamento.

Os custos de exploração com manutenção podem ser calculados com base em custos de referência unitários em função de variáveis físicas, como sejam, os quilómetros de linha em exploração e o número de painéis existentes nas subestações.

Os custos de referência unitários são calculados para o primeiro ano de cada período de regulação e são actualizados anualmente com o índice de preços implícito no Produto Interno Bruto.

O ajustamento dos custos de manutenção é calculado tendo em conta um incentivo que varia com o desvio unitário destes custos e com o nível de realização das variáveis físicas (quilómetros de rede e número de painéis em subestações) face ao inicialmente previsto. A definição deste incentivo vai depender da existência ou não de incentivos no cálculo da base de activos a remunerar, nomeadamente ao nível de realização das variáveis físicas (questão em debate nesta consulta pública).

Assim, tendo em conta os custos de exploração da actividade de Transporte de Energia Eléctrica, optou-se pela limitação do preço unitário associado à manutenção, em função do nível de actividade da empresa (extensão da rede e número de painéis instalados nas subestações) e pela limitação do custo total dos restantes custos de exploração.

Os custos ou proveitos com o mecanismo de compensação entre TSO são aceites fora da base de custos controláveis, sujeita a um factor de eficiência.

4. Incentivo à manutenção de activos que se encontram em final de vida útil

Cada forma de regulação inclui, de forma implícita, determinados incentivos à empresa regulada. A regulação por limitação do preço incentiva a empresa a uma gestão eficiente através da definição para todo o período de regulação do montante de proveitos autorizados. Contudo, esta redução de custos pode ser conseguida à custa da redução de custos de manutenção das redes e redução de investimentos, o que pode, eventualmente, ter impacto na qualidade do serviço prestado aos seus utilizadores. Já a regulação por custos aceites e remuneração do investimento, incentiva ao investimento em detrimento da manutenção das redes em fim de vida útil.

Actualmente, existem activos que se encontram totalmente amortizados, mas em condições de continuar em exploração. Perante a forma de regulação existente a empresa tem incentivo à substituição destas linhas em vez de optar pela manutenção das mesmas, uma vez que os custos com capital (remuneração do activo e amortização), após o final da vida útil, são nulos.

Se aquela situação é corrente em diversas linhas, tal só pode significar que a taxa de amortização de 30 anos, calculada com base na vida útil prevista para os equipamentos, está desajustada da realidade e

deve ser alterada. Estendendo-se a vida útil por mais anos, a empresa não tem incentivo em investir enquanto o activo não estiver completamente amortizado, melhorando a sua rentabilidade.

No caso da situação descrita só ocorrer esporadicamente, então a empresa deve ser incentivada a manter esse activo em exploração passando a haver um custo com o capital associado.

Se estamos perante a situação de excepção, qual deve ser o valor a atribuir a este activo no final de vida útil, de forma a incentivar a empresa à não substituição do mesmo?

Se estamos perante a situação em que é regra, qual o número de anos que deve ser acrescentado à vida útil actual destes activos? Deverá a empresa actualizar as taxas de amortização em conformidade?

5. Incentivo à promoção do desempenho ambiental

Mantém-se o incentivo à promoção do desempenho ambiental, alterando-se apenas o momento de aceitação dos custos, conforme referido anteriormente. Assim, em vez de os custos serem aceites apenas ao fim de dois anos tendo em conta os valores realizados, os custos associados à promoção do desempenho ambiental passarão a ser aceites *a priori*, com base no plano a enviar pela REN antes do início de cada período de regulação e ajustados ao fim de dois anos com base nos relatórios de execução.

RESUMO DAS PRINCIPAIS ALTERAÇÕES:

Para o próximo período de regulação propõe-se uma fórmula mista, que contempla:

- a) *Revenue cap* associado aos custos de exploração, excluindo os custos de manutenção e os custos ou proveitos do mecanismo de compensação entre TSO.
- b) *Price cap* associado aos custos de manutenção, calculados com base em custos de referência em função do nível de actividade da empresa (extensão da rede, e n.º de painéis instalados nas subestações).

Os custos unitários de manutenção são calculados com base em custos de referência e ficam sujeitos a um incentivo que varia com o desvio unitário destes custos, de acordo com uma banda pré-definida.

- c) Taxa de remuneração aplicada ao activo não específico inferior à do activo específico.
- d) Incentivo à promoção do desempenho ambiental aceite *a priori*, com base no plano a enviar pelo operador da rede de transporte antes do início de cada período de regulação e ajustado ao fim de dois anos com base nos relatórios de execução.

Encontram-se em aberto os seguintes pontos:

- a) A forma de cálculo da base de activos a remunerar, por custos aceites ou por custos de referência.
- b) A introdução de incentivos à realização dos investimentos.
- c) A introdução do incentivo à manutenção de activos em fim de vida útil, mas que se encontram em condições para continuar em exploração ou a actualização da respectiva taxa de amortização.

3.1.2.2 ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Os proveitos permitidos da actividade de Gestão Global do Sistema recuperam não só os custos relacionados com a gestão do sistema mas também os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.

CUSTOS COM A GESTÃO DO SISTEMA

A experiência regulatória vivida durante a última década leva-nos a concluir que quando existem diferentes actividades reguladas, exercidas pela mesma entidade, em que existe apenas separação contabilística das mesmas, a forma de regulação dessas actividades deve ser a mesma de forma a evitar transferência de custos das actividades reguladas por *revenue-cap* ou *price-cap* para as actividades reguladas por custos aceites.

a) Forma de regulação

A forma de regulação a aplicar na actividade de Gestão Global do Sistema (apenas para a componente dos custos de gestão do sistema) deve ser idêntica à nova forma de regulação apresentada para a actividade de Transporte de Energia Eléctrica, isto é, incentivo à eficiência nos custos de exploração controláveis e margem calculada tendo em conta a remuneração do activo.

b) Custos com o mecanismo de interruptibilidade

O mecanismo de interruptibilidade destina-se a envolver a procura na prestação de serviços de sistema, prestando-se os consumidores abrangidos a ser interrompidos pelo gestor de sistema em circunstâncias de dificuldades do sistema eléctrico, evitando ou adiando assim alguns custos de investimento em capacidade de geração (em centrais de ponta) ou em novas linhas de transporte.

Dependendo do mecanismo de interruptibilidade em vigor, assim se poderá conhecer a quantidade do serviço de interruptibilidade adquirida pelo gestor de sistema e o preço a que esse serviço é remunerado. Os Governos de Portugal e de Espanha acordaram em promover uma harmonização do mecanismo de interruptibilidade nos dois países no decurso de 2008, pelo que o mecanismo a vigorar no próximo período de regulação depende das soluções que venham a ser definidas pelos governos.

Independentemente da forma desse mecanismo, os custos incorridos pelo gestor de sistema na remuneração do serviço de interruptibilidade (e na eventual mobilização do consumo interruptível) integram os custos aceites da actividade de Gestão Global do Sistema.

O Conselho Tarifário e o gestor de sistema⁷, têm considerado em revisões regulamentares anteriores que este custo deve ser incluído nas tarifas de cada ano, na base de previsões. De facto, sendo um custo previsível desse ano, a tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) deve incluir esse montante, devendo ser ajustado para os valores verificados *a posteriori*.

Assim, a ERSE considera que no momento de revisão dos regulamentos para o novo período de regulação é apropriado propor esta alteração, passando o custo com o mecanismo de interruptibilidade a figurar na tarifa de Uso Global de Sistema com valores previstos para o ano tarifário.

c) Custos com Serviços de Sistema

Após 1 de Julho de 2007, os custos com os serviços de sistema passaram a ser imputados em base horária e directamente aos agentes de mercado, de acordo com o previsto no Manual de Procedimentos do Acerto de Contas. Em conformidade, foi decidido retirar esta parcela dos custos com gestão do sistema.

CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

Os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral foram alterados nos seguintes pontos:

a) Parcela do défice tarifário 2006 e 2007

Esta parcela foi eliminada de acordo com o Despacho n.º 11 171/2008, de 17 de Abril.

De acordo com o n.º 2 deste Despacho, o valor de €466 240 177 (quatrocentos e sessenta e seis milhões, duzentos e quarenta mil e cento e setenta e sete euros) referente ao défice tarifário acumulado em 31 de Dezembro de 2007, constituído nos termos do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro, foi amortizado integralmente e abatido ao défice tarifário total do Sistema Eléctrico Nacional.

b) Parcela associada aos terrenos

A parcela associada à remuneração dos terrenos referente aos anos de 1999 a 2003 foi eliminada de acordo com o Despacho n.º 11 171/2008, de 17 de Abril.

⁷ Função atribuída ao operador da rede de transporte

Com a assinatura dos contratos de arrendamento das zonas de protecção hídrica, entre a REN e a EDP, é eliminada a parcela referente à remuneração dos terrenos afectos à zona de protecção hídrica mantendo-se a parcela associada à amortização destes terrenos.

c) Parcela de custos com a tarifa social

A tarifa social é uma opção dos clientes em BTN com potência contratada até 2,3 kVA, e com um consumo anual igual ou inferior a 400 kWh, destina-se aos consumos relativos a casas de habitação de residência permanente, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional. Os preços da tarifa social são calculados com base nos preços da tarifa simples, sendo aplicado ao termo de potência contratada um desconto.

Atendendo a que as tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso (CUR) são calculadas de forma a permitirem a recuperação integral dos proveitos permitidos, o subsídio da tarifa social actualmente é suportado pelos restantes clientes do CUR.

Sendo este um custo de natureza económico-social, considera-se oportuna a inclusão do subsídio atribuído à tarifa social na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), nomeadamente como um custo decorrente de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral. Deste modo, a tarifa social passaria a ser uma regra de facturação, e não uma opção tarifária, com os respectivos custos imputados na tarifa de UGS como um Custos de Interesse Económico Geral.

A comissão do Parlamento Europeu, na proposta de nova directiva de electricidade, recomenda que os estados membros adoptem uma definição de “pobreza energética” e desenvolvam medidas de coesão económica e social. Dado o carácter estruturante das alterações a introduzir sobre esta matéria, este tema fará parte da agenda da ERSE no próximo período de regulação.

3.1.3 OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

3.1.3.1 ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

FUSÃO DAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E DE COMERCIALIZAÇÃO DE REDES

A separação da actividade de Comercialização de Redes da actividade de Distribuição, embora meramente contabilística, é uma realidade que existe apenas em Portugal e só para o sector eléctrico, pelo que a harmonização regulatória entre o sector do gás natural e da electricidade, e ainda a possibilidade da existência do OLMC são alguns dos factores subjacentes à decisão de incorporar a actividade de Comercialização de Redes na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

Uma outra vantagem desta fusão prende-se com o facto de se verificarem transferências de custos entre actividades com separação apenas contabilística e com duas formas de regulação distintas, durante o período de regulação. Assim, caso não se tivesse optado pela fusão das actividades, a solução seria uniformizar as formas de regulação de modo a não incentivar a transferência de custos, durante o período de regulação, da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica regulada por limitação ao preço para a actividade de Comercialização de Redes regulada por custos aceites em base anual.

EXISTÊNCIA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

Os Decretos-Lei n.º 140/2006 e n.º 172/2006 (para o sector do gás e da electricidade, respectivamente) instituem a figura do operador logístico de mudança de comercializador (OLMC), comum aos dois sectores e independente jurídica e organicamente das restantes actividades. Este operador não está ainda definido em detalhe, aguardando legislação complementar.

Assim, importa adequar os regulamentos do sector eléctrico à existência da figura do OLMC, na certeza de que o momento da sua implementação é imprevisível. Actualmente os custos com a mudança de comercializador estão na actividade de Comercialização de Redes, do operador da rede de distribuição, sendo recuperados nas tarifas de acesso, através da tarifa de Comercialização de Redes.

Considera-se que a sub-actividade de medição está directamente ligada à actividade de redes, enquanto interface de informação entre a infra-estrutura física do sistema eléctrico e a infra-estrutura comercial e contratual. Nesse sentido, propõe-se que estes custos passem a ser veiculados pelas tarifas de uso das redes (genericamente, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição). Os custos com a medição, anteriormente recuperados pela tarifa de Comercialização de Redes continuam a ser incluídos na tarifa

de acesso⁸, aplicável a todos os consumidores (ou comercializadores) de forma não discriminatória e transparente.

O modelo agora apresentado pressupõe a fusão das actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Redes, o qual permite a evolução do enquadramento actual para o modelo com OLMC sem impactes nos consumidores.

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é assegurada pelo operador de rede de distribuição pelo que a transição para o modelo de OLMC poderá vir a ocorrer naturalmente, passando essa actividade a ser realizada por uma entidade externa que, então, transferirá os seus custos de funcionamento para esse operador. Do ponto de vista tarifário, este modelo seria independente da existência do OLMC separado ou incluído no operador de rede.

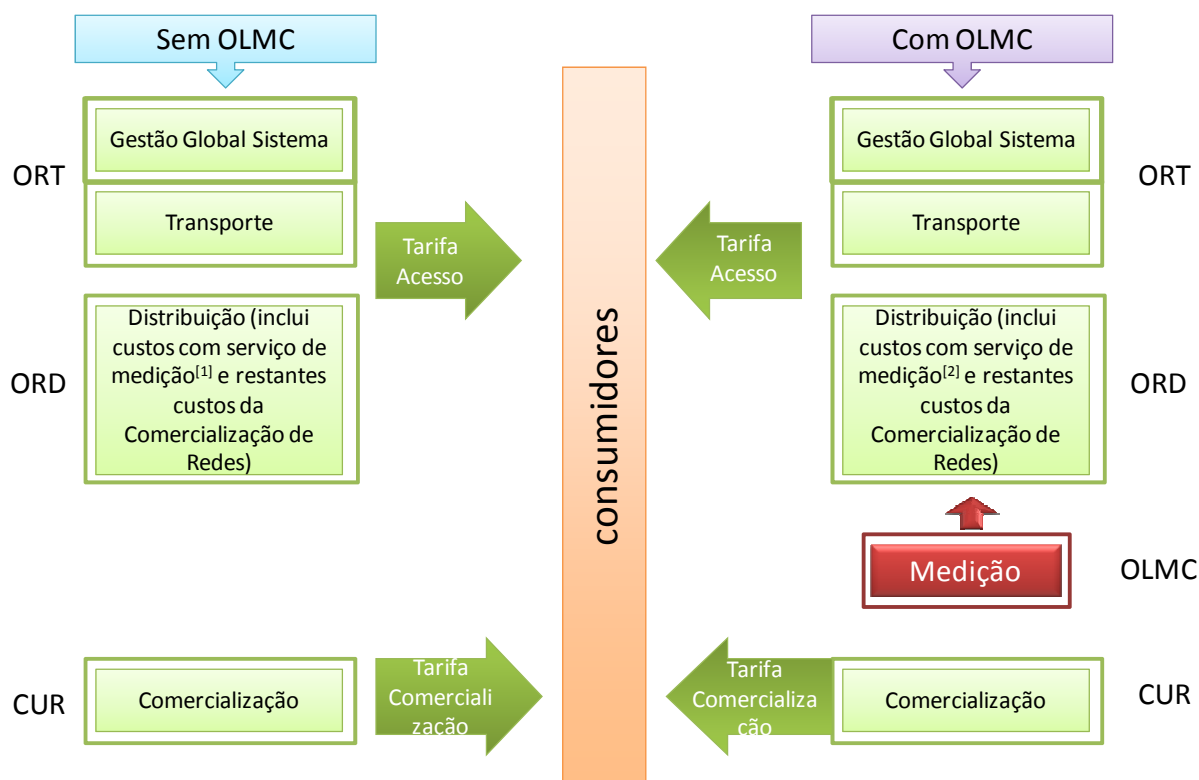
Não é claro actualmente qual será o figurino a adoptar para o OLMC, em particular no que diz respeito à envolvimento da sua actividade. Assim, o modelo proposto para imputação tarifária da actividade de medição é perfeitamente tolerante a qualquer forma de partilha da actividade de medição entre o OLMC e os operadores de rede (desde a situação actual, 0/100, ao extremo oposto, 100/0, passando por qualquer modelo intermédio que venha a ser definido na legislação).

Na figura seguinte, apresenta-se o modelo proposto, sem e com a existência de OLMC no que diz respeito às actividades reguladas e intervenientes, onde se pode verificar que o aparecimento do OLMC só tem impactes na forma como os custos com serviço de medição passam a ser considerados na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, isto é, deixam de ser considerados custos de investimento e de exploração, passando a ser considerados na totalidade como custos de exploração.

Importa referir, que se existência de OLMC ocorrer durante um período de regulação os parâmetros fixados para o operador da rede de distribuição, para esse período de regulação terão de ser alterados, em conformidade.

⁸ A tarifa de acesso engloba a tarifa de Uso Global do Sistema, a tarifa de Uso da Rede de Transporte, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição e a tarifa de Comercialização de Redes.

Figura 3-3 - Modelo regulamentar proposto (actividades reguladas) sem e com OLMC



Notas:

^[1] Enquanto não existir OLMC estes custos são custos de investimento e exploração.

^[2] Com a existência do OLMC os custos passam a ser na totalidade considerados de exploração.

FORMA DE REGULAÇÃO

A actividade de Distribuição de Energia Eléctrica continua a ser regulada por preço máximo com uma evolução indexada à taxa de inflação adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação.

Concebidos como incentivos à melhoria do desempenho que efectivamente tenha ocorrido, os incentivos à redução do nível de perdas na rede de distribuição e à melhoria da qualidade de serviço continuam a ser aceites *a posteriori*, sendo reflectidos nas tarifas com um diferimento de dois anos. Por sua vez, o incentivo à promoção do desempenho ambiental passa ser aceite *a priori* com base no plano apresentado pela empresa antes de cada período de regulatório e ajustado ao fim de dois anos de acordo com os relatórios de execução.

Excluem-se da base de custos sujeita a preço máximo, os seguintes custos:

a) Custos com rendas de concessão

Segundo o artigo 42.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, as concessões de distribuição de electricidade em BT correspondem a concessões dos municípios atribuídas pelos órgãos competentes de cada município ou de associações de municípios na sequência da realização de concurso público.

Ainda o artigo 44.º do referido Decreto-Lei determina que os municípios têm direito a uma renda, devida pela exploração da concessão, nos termos a estabelecer em Decreto-Lei, ouvida a Associação Nacional de Municípios Portugueses (ANMP). Esta renda deve ser incluída nas tarifas de Uso das Redes de Distribuição em BT, nos termos previstos no Regulamento Tarifário.

Estes custos, embora na regulação actual tenham sido sempre considerados como não controláveis pela empresa, têm sido sempre aceites com base em valores previsionais enviados pela EDP Distribuição para todo o período de regulação, não havendo lugar a ajustamentos face aos valores reais.

Considera-se, à semelhança da metodologia aplicada aos restantes custos de interesse económico geral, recuperados através da tarifa de Uso Global do Sistema, a transferência da totalidade destes custos para os consumidores com base em valores reais.

Dando cumprimento ao previsto no n.º 2 do artigo 69.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, a ERSE está a preparar uma proposta de alteração da metodologia de cálculo das rendas de concessão.

b) Custos no âmbito de programas de reestruturação de efectivos sujeitos a aprovação da ERSE

Actualmente, no cálculo dos proveitos do operador da rede de distribuição existe uma parcela autónoma que recupera os custos com o Plano de Apoio à Reestruturação⁹.

Na nova fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, na rubrica “Custos no âmbito de programas de reestruturação de efectivos”, englobam-se os custos com planos de reestruturação de efectivos aceites pela ERSE, no início de cada período de regulação. Estes custos são deduzidos à base de custos controláveis da empresa e aceites em base anual, desde que acompanhados anualmente por um relatório de execução.

⁹ Plano aceite pela ERSE em 2003, após a análise da existência de benefícios para os consumidores.

3.1.3.2 ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE REDES

De acordo com o mencionado no ponto 3.1.3.1 os custos desta actividade são integrados nos custos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

Excluem-se os custos com contadores que de acordo com a Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, primeira alteração à Lei n.º 23/96 aplicável aos serviços públicos essenciais, refere como princípio base a impossibilidade de cobrança a qualquer título dos custos com os contadores. Em particular refere:

«Artigo 8.º

2 - É proibida a cobrança aos utentes de:

- a) Qualquer importância a título de preço, aluguer, amortização ou inspecção periódica de contadores ou outros instrumentos de medição dos serviços utilizados;
- b) Qualquer outra taxa de efeito equivalente à utilização das medidas referidas na alínea anterior, independentemente da designação utilizada; (...)»

3.1.4 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

3.1.4.1 ALOCAÇÃO DOS CUSTOS DA MICROPRODUÇÃO

A tarifa aplicada à microprodução constitui um sobrecusto elevado face à produção ordinária, que deve ser pago por todos os consumidores através das tarifas de Acesso às Redes. Adicionalmente, o valor pago pelos consumidores/produtores pelo acesso às redes deve-se basear em quantidades consumidas e não quantidades líquidas da produção emitida para a rede.

Até à publicação do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, a ERSE distribuía o sobrecusto da PRE entre os clientes com base na proporção do consumo, por ser a principal variável explicativa dos impactes ambientais evitados pela produção de origem renovável.

O Decreto-Lei n.º 90/2006 aplica-se ao sobrecusto que resulta das instalações ao abrigo dos Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, com as alterações introduzidas pelos Decretos-Lei n.º 313/95, de 24 de Novembro, 168/99, de 18 de Maio, 339-C/2001, de 29 de Dezembro, e 33-A/2005, de 16 de Fevereiro.

O Decreto-Lei n.º 363/2007 é omissivo relativamente à forma de distribuição do sobrecusto da microprodução e uma vez que o Decreto-Lei n.º 90/2006 também não se refere à microgeração, a ERSE opta por distribuir o sobrecusto de acordo com a regra anteriormente utilizada, internalizando os sobrecustos desta produção na tarifa de Uso Global do Sistema e nos preços da energia activa consumida por todos os consumidores. Desta forma a internalização dos impactes ambientais é efectuada na variável causadora desses mesmos impactes ambientais maximizando-se a aderência entre poluidores e pagadores.

3.1.4.2 FORMA DE REGULAÇÃO DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

As alterações na organização do mercado eléctrico ao abrigo do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, nomeadamente a obrigação de um comercializador de último recurso independente em termos jurídicos e funcionais com obrigação de adquirir no mercado organizado ou através de contratos bilaterais, a energia para satisfazer os fornecimentos aos seus clientes¹⁰, associada à opção da empresa em subcontratar todos os serviços comerciais são alguns dos fundamentos para a alteração da forma de regulação da actividade de Comercialização.

Desde 2002, a actividade de Comercialização tem sido regulada por custos aceites *a priori*, em base anual e remuneração de activos.

¹⁰ Função exercida até 30 de Junho de 2007 pela REN, excepto a aquisição aos produtores em regime especial que se iniciou com efeitos a partir de 1 de Janeiro de 2007.

A nova forma de regulação incentiva a eficiência dos custos associados aos processos comerciais, limita os restantes custos à inflação, partilha o risco de cobrança com os consumidores e inclui uma margem de comercialização tendo em conta o desfasamento entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados à compra e venda de energia eléctrica.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Os custos de exploração desta actividade estão relacionados com os seguintes processos comerciais:

- Atendimento – inclui, nomeadamente, as funções de contratação, prestação de informação a clientes, execução dos pedidos passíveis de resolução *no front-office* e recepção de pedidos/reclamações nas lojas, no *contact center* e nas Equipas de Contacto Directo (ECDs). São ainda integrados neste processo os custos afectos à coordenação e apoio aos agentes que disponibilizam as funções enunciadas acima, bem como as comissões directamente envolvidas. O atendimento inclui ainda o canal Internet;
- Cobranças - envolve os recursos afectos às operações de cobrança efectuadas por agentes. Adicionalmente, incluem-se as actividades associadas ao débito directo, transferência bancária, pagamentos efectuados sobre a rede SIBS e cobranças realizadas na rede dos CTT, na *payshop* e nas novas máquinas de pagamento automático das lojas EDP. Inclui, ainda novas modalidades de cobranças como sejam a Mega Rede e a ViaCTT;
- Facturação - inclui a totalidade das operações afectas ao *finishing* e ao envio das facturas (portes). As actividades necessárias ao cálculo da factura não foram integradas neste processo porquanto são em larga medida automatizadas (e nesse sentido, o seu custo será considerado dentro do âmbito de evolução dos sistemas comerciais);
- Operações Comerciais - inclui a maior parte das funções de *back-office* de serviço a clientes BTN (p.ex. anomalias de leitura e de facturação, reclamações), as actividades de *back-office* associadas a clientes de outros níveis de tensão (nomeadamente contratação, facturação e gestão das reclamações), e as actividades de *back-office* de gestão da dívida e de cobranças.
- Reclamações e outros contactos de clientes - este processo inclui a gestão de diversos tipos de contactos escritos: reclamações, pedidos de informações escritos, mediações com entidades, indemnizações por prejuízos, processos judiciais;
- Cortes - reúne os recursos subcontratados para proceder à interrupção do fornecimento de energia aos clientes e posterior religação (quando aplicável).

Estes custos serão actualizados anualmente com a taxa de inflação, a variação do número de consumidores e um factor de eficiência anual a definir no início de cada período de regulação.

Os restantes custos de exploração serão actualizados anualmente com a taxa de inflação e um factor de eficiência anual a definir no início de cada período de regulação.

PARTILHA DO RISCO DE COBRANÇA COM OS CONSUMIDORES

Os ajustamentos de dívidas de clientes destinam-se a fazer face aos riscos de cobrança das dívidas de terceiros. Os ajustamentos serão constituídos ou reforçados através da correspondente conta de custos, sendo o seu valor anulado¹¹, sempre que se reduzam ou cessem os riscos que visa cobrir.

A ERSE sempre considerou que o risco de cobrança teria que ser assumido pela empresa e que os consumidores não deveriam suportar as dívidas dos “maus pagadores”, embora, permitisse que os consumidores financiassem temporariamente a empresa, relativamente aos valores de cobrança duvidosa ao aceitar a previsão de ajustamentos enviada pela empresa. Assim, para cálculo dos proveitos permitidos tem-se aceite os valores enviados pela empresa para constituição e reversão de ajustamentos para dívidas de clientes e não se tem aceite os custos com dívidas incobráveis.

O Quadro 3-3 apresenta os movimentos associados aos ajustamentos e reversões anuais, assim como, o montante de dívidas incobráveis.

Quadro 3-3 – Ajustamentos e reversões de dívidas de clientes e dívidas incobráveis

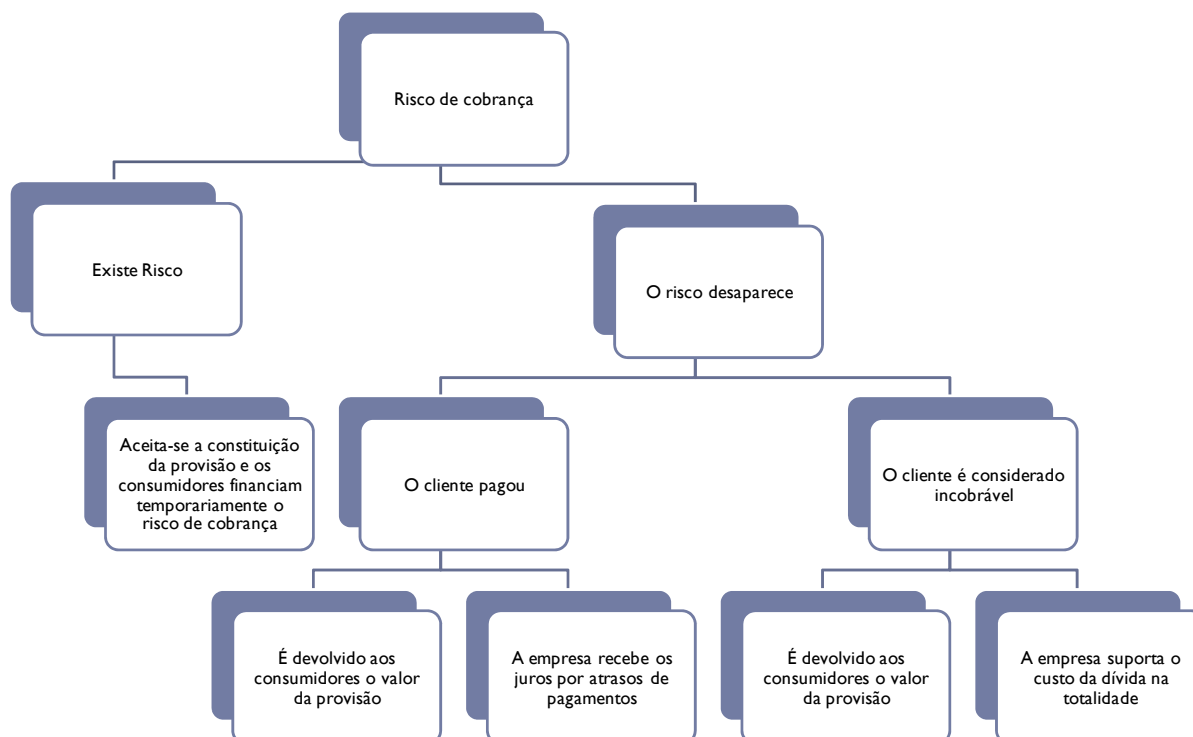
Unidade: 10³ EUR

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008 P
Ajustamentos do Exercício	-1 504	10 317	19 003	21 271	31 509	9 078	7 685	14 147	17 104	15 000
Reversões	390	35 965	21 115	16 367	30 073	13 552	34 582	18 608	18 928	18 601
Variação	-1 894	-25 649	-2 112	4 904	1 436	-4 474	-26 897	-4 461	-1 824	-3 601
Dívidas Incobráveis	16 405	16 580	1 357	8 816	8 100	7 104	18 467	10 799	12 483	13 601
	14 511	-9 069	-755	13 720	9 536	2 630	-8 430	6 338	10 659	10 000

A figura seguinte sintetiza a metodologia utilizada pela ERSE desde 1999.

¹¹ O que em termos contabilísticos se designa por “reversão de ajustamentos de dívidas de clientes”.

Figura 3-4 – Risco de cobrança



Durante estes dez anos de regulação em que a empresa tinha o incentivo máximo para eliminar os incobráveis, uma vez que os juros associados à sua cobrança lhe eram permitidos na totalidade e que no caso de incobrabilidade assumia o custo na totalidade, os níveis de incobráveis mantiveram-se entre os 0,2% e os 0,3% das vendas.

Com vista à estabilidade da tarifa de Comercialização e tendo em conta que a existência de incobráveis é uma realidade com que a empresa se defronta e que não depende apenas da sua actuação a eliminação deste risco, uma vez que o mesmo está ligado à conjuntura económica, a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos desta actividade passa a incluir uma parcela associada ao risco de cobrança, em função das vendas, permitindo a partilha deste risco com os consumidores.

MARGEM DA COMERCIALIZAÇÃO

A margem de comercialização visa compensar as necessidades de fundo de maneio derivadas do desfaseamento entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos associados à compra e venda de energia eléctrica.

De acordo com a regulamentação em vigor a empresa tem os seguintes prazos:

- Recebimentos

BTE/BTN/IP – 15 dias

MAT/AT/MT – 26 dias

- Pagamentos

15 dias entre o consumo e a facturação (PRE, acessos e contratos bilaterais)

3,5 dias OMEL e CESUR

Assim, a margem de comercialização será calculada com base na média ponderada destes prazos em função das compras de energia. A taxa de remuneração a aplicar às necessidades de fundo maneo deverá ser compatível com financiamentos no mercado a curto prazo, parâmetro anual a fixar no início de cada período de regulação.

INCENTIVO À REDUÇÃO DOS CUSTOS COM SERVIÇOS DO SISTEMA

Os serviços de sistema constituem uma ferramenta fundamental para que o Gestor de Sistema possa zelar pela coordenação e bom funcionamento do sistema. Assim, no âmbito das suas atribuições, compete-lhe a verificação técnica da operação do sistema eléctrico, após recebidas as informações relativas aos programas de produção e de consumo dos vários agentes de mercado e a identificação das necessidades e gestão dos serviços de sistema necessários ao equilíbrio entre produção e consumo e à operação em segurança do sistema eléctrico.

Em 2007, após o início do MIBEL, os custos com os serviços de sistema associados às necessidades de reservas de regulação secundária e terciária e com a resolução de restrições técnicas passaram a ser imputados em base horária e directamente aos agentes de mercado. Assim, são identificados custos que são pagos:

- pelos agentes que se desviam em cada hora, proporcionalmente ao seu desvio já que se assume que são os desvios à programação que os provocam;
- por todo o consumo que ocorre naquela hora, já que se assume que ocorrem independentemente de existirem, ou não, desvios à programação.

No primeiro caso surgem os custos relativos à parcela de energia secundária e terciária que é mobilizada hora a hora. No segundo surgem os custos associados à contratação de banda de regulação secundária e de resolução de restrições técnicas.

A identificação das necessidades de serviços de sistema é feita tendo em consideração diversos factores, nomeadamente a previsão do consumo global, da Produção em Regime Especial (PRE) e o

conhecimento dos programas de produção e de consumo dos vários agentes de mercado contratados em bolsa ou de forma bilateral.

As boas previsões do consumo global e da PRE, em especial da produção eólica, permitem uma melhor previsão das necessidades de contratação de serviços de sistema, nomeadamente a constituição de reservas para garantir a satisfação do consumo e a segurança do sistema, e a mobilização adequada de energia de regulação para garantir o equilíbrio e bom funcionamento do sistema.

O enquadramento regulamentar em Portugal estabelece que o Comercializador de Último Recurso (CUR) deve adquirir a electricidade produzida pelos produtores em regime especial. Assim, a aquisição de energia pelo CUR no mercado diário está condicionada, em cada hora, pelas suas melhores previsões do consumo dos seus clientes e da produção em regime especial.

Actualmente, a energia produzida em regime especial, em particular a energia eólica, desempenha um papel significativo na cobertura do consumo de energia eléctrica em Portugal e a sua contribuição será ainda mais relevante no curto e médio prazos. Esta situação, é consequência das políticas energéticas, tanto portuguesa quanto comunitária, para o desenvolvimento das energias renováveis.

A obrigatoriedade de compra da PRE por parte do CUR, obriga este último a prever a energia que as instalações em regime especial vão injectar na rede, em cada hora. Essa previsão é depois integrada na previsão total do consumo a ser abastecido pelo CUR, constituindo a oferta por ele apresentada em mercado.

Por outro lado, durante a operação, as diferenças entre o valor horário previsto e o realizado traduzem-se em desvios que se dividem em desvios por excesso e em desvios por defeito. Estes desvios geram desequilíbrios na relação entre produção e consumo que são valorizados de acordo com os custos variáveis de mobilização das reservas de regulação a pagar aos agentes que solucionam esses desequilíbrios através da participação nos mercados de serviços de sistema.

Durante o 1.º trimestre de 2008, os agentes comercializadores foram responsáveis, em média, por 85% dos desvios por defeito e por excesso ocorridos. A responsabilidade pela restante percentagem dos desvios verificados atribui-se aos agentes produtores.

Dentro dos comercializadores, destaca-se o CUR, pela magnitude dos seus desvios. Este facto pode ser justificado com base na sua função de comercializador de último recurso, que o responsabiliza pela contratação, no período analisado, de cerca de 85% de toda a energia consumida (num universo de clientes de quase 6 milhões) e o obriga à aquisição da energia eléctrica produzida pelos produtores em regime especial.

Assim, quanto melhores forem as previsões horárias do CUR relativas ao consumo e à produção em regime especial, menores serão os desvios induzidos no sistema, e, conseqüentemente, menores serão os custos com os serviços de sistema que deve suportar.

Pela dimensão dos consumos do CUR, pela sua influência nos desvios provocados no sistema, e tendo em consideração o facto de o CUR constituir uma empresa que tem os seus proveitos definidos através da regulação, poderia equacionar-se se estes custos devem ser sujeitos a um mecanismo de partilha entre a empresa e os consumidores. Este mecanismo de partilha poderia justificar a existência de um incentivo à redução dos custos com serviços de sistema associados aos desvios em que incorre.

Justifica-se incluir um incentivo à redução dos custos com serviços de sistema incorridos pelo CUR (que inclua a obrigação do envio à ERSE das previsões utilizadas, tanto do consumo como da PRE)?

Em caso afirmativo, que tipo de mecanismo se adequa melhor à concretização deste objectivo?

3.2 NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

3.2.1 CUSTOS ACEITES COM A AQUISIÇÃO DO FUELÓLEO PARA A PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A actual forma de regulação, que entrou em vigor no período de regulação que agora termina (2006-2008), previa que o referido custo unitário deveria convergir para um custo unitário de referência (custo do fuelóleo adquirido para a central de Setúbal), mais baixo, num prazo de seis anos, ou seja, dois períodos de regulação.

Encontrando-nos a meio desse período, a ERSE considerou a possibilidade de rever a forma de regulação se a situação assim o justificasse. Nesse sentido, a ERSE solicitou à entidade concessionária do transporte e distribuição de energia eléctrica da Região Autónoma dos Açores (RAA) diversa informação complementar sobre esta matéria.

Considerando que alguma dessa informação solicitada se encontra em preparação final pela empresa para ser oportunamente enviada à ERSE, esta proposta de Regulamento Tarifário que se apresenta para discussão pública, mantém ainda a forma de regulação dos custos aceites com a aquisição do fuelóleo para a produção de energia eléctrica na RAA, reservando assim a ERSE uma decisão final sobre a alteração da actual forma de regulação para uma fase posterior, em função da referida informação.

3.2.2 REGULAÇÃO DAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

FORMA DE REGULAÇÃO ECONÓMICA

As actividades de Distribuição de Energia Eléctrica e de Comercialização de Energia Eléctrica desenvolvidas pela concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA), EDA - Electricidade dos Açores, e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (RAM), Empresa de Electricidade da Madeira (EEM) são desenvolvidas de acordo com uma regulação baseada em custos.

A actual forma de regulação define, para todo o período de regulação, uma taxa de remuneração sobre os activos afectos à actividade regulada sendo os custos aceites numa base anual para efeito de determinação de tarifas. Desde o primeiro ano de fixação dos proveitos permitidos nas Regiões

Autónomas, a ERSE entendeu que o nível de custos aceites da EDA e da EEM era calculado impondo-se-lhes um factor de eficiência de 1% ao nível dos custos controláveis de exploração¹².

De acordo com a forma de regulação desenvolvida na actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica do continente e, tendo em conta o número de anos já decorridos desde o primeiro ano de regulação nas Regiões Autónomas, aproveita-se a revisão tarifária em curso e o início de um novo período de regulação para se proceder à uniformização da metodologia de regulação das actividades no continente com as da RAA e da RAM.

Desta forma, pretende-se aplicar uma regulação por *revenue cap*¹³ em que é definido, *a priori*, um proveito máximo e a sua evolução ao longo do período de regulação, de acordo com a evolução do índice de preços implícito no PIB, deduzido de um factor de eficiência previsto pelo regulador. Com esta forma de regulação pretende-se que as empresas actuem de modo a obter uma melhoria da eficiência produtiva uma vez que, ao terem os valores de proveitos permitidos fixos e conhecidos, estas têm incentivos para minimizarem os seus custos, sendo-lhes permitido reter os ganhos suplementares de eficiência obtidos durante o período de regulação.

Essa metodologia será aplicada à base de proveitos permitidos a definir para o primeiro ano do novo período de regulação, e contempla o somatório dos custos controláveis, dos custos não controláveis e da remuneração dos activos líquidos. O *revenue cap* não incide sobre todos os custos, nomeadamente, os custos com a convergência tarifária referentes aos anos de 2006 e 2007, de acordo com Decreto-Lei nº 237-B/2006, e os custos relacionados com o Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA). Estes custos *pass-through*, não são condicionados pela aplicação da metodologia de *revenue cap*, no cálculo dos proveitos permitidos de cada actividade, estando sujeitos, por exemplo, no caso dos relacionados com o PPDA, às regras definidas em sub-regulamentação própria. Estes últimos custos passam a ser aceites numa base previsional anual e ajustados dois anos depois, tendo em conta os valores ocorridos, ao invés do actualmente em vigor, em que os montantes só são aceites depois de os custos em causa terem ocorrido, com um desfasamento de 2 anos acrescidos de juros.

REAFECTAÇÃO DE CUSTOS ENTRE ACTIVIDADES

Actualmente, nas Regiões Autónomas a actividade de Comercialização de Energia Eléctrica engloba a comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica (actividade de Comercialização de Redes) e a estrutura comercial de venda de energia eléctrica (actividade de Comercialização).

¹² Com excepção dos custos com pessoal que apresentam uma metodologia própria de determinação dos montantes aceites.

¹³ Regulação económica com restrição do nível total de proveitos – o total de proveitos permitidos não pode apresentar uma variação superior à variação do deflador do PIB - X .

Os custos desta actividade são recuperados através dos proveitos que resultam da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária. No caso de estes proveitos serem insuficientes para cobrirem os custos, o diferencial é recuperado através da parcela associada à convergência tarifária.

Com a fusão das actividades no continente, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição passa a recuperar também os custos da actividade de Comercialização de Redes pelo que a tarifa de Comercialização de Redes é eliminada. Esta alteração implica, nas Regiões Autónomas, a transferência de custos associados à comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

MARGEM DA COMERCIALIZAÇÃO

À semelhança da proposta da ERSE para a actividade de Comercialização desenvolvida no continente propõe-se que seja aplicada uma margem à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica das Regiões Autónomas. O risco associado à compra de energia é determinado pelo desfasamento entre os custos recuperados nas tarifas de cada ano e os custos reais incorridos, que serão recuperados pelo mecanismo de ajustamento com um desfasamento de 2 anos acrescido de juros.

Tendo em conta a especificidade decorrente da definição das actividades do sector eléctrico das Regiões Autónomas, qual a fórmula mais adequada para a especificação de uma margem na actividade de Comercialização de Energia Eléctrica nestas regiões?

Remuneração por cliente? Remuneração por kWh vendido? Diferencial entre os pagamentos e os recebimentos em dívida no final do ano, decorrentes dos custos com fornecimentos e serviços externos e outros custos operacionais, bem como da prestação dos serviços de comercialização.

3.3 SINCRONIZAÇÃO DOS AJUSTAMENTOS DA TARIFA DE ENERGIA E DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES

No actual contexto regulamentar, a previsão dos custos de aquisição de energia do Comercializador de Último Recurso (CUR) para o ano t representa um dos aspectos fundamentais na definição das tarifas para esse ano.

Segundo o regulamento tarifário a aquisição de energia por parte do CUR pode ser efectuada através de mercados organizados ou de contratos bilaterais físicos, desde que previamente aprovados pela ERSE.

Para o ano de 2008 considerou-se que o aprovisionamento do CUR seria efectuada através dos mercados organizados grossistas de energia eléctrica do MIBEL.

Nesse sentido, a ERSE deve considerar um valor para os custos de aquisição de energia no ano t tão próximo quanto possível daquele que se venha efectivamente a verificar, tendo em conta também as estimativas apresentadas pelo CUR.

No entanto, não sendo possível acertar totalmente na previsão efectuada, é expectável que surjam diferenças entre os custos de aquisição de energia efectivamente ocorridos e os previstos para esse ano, que deram origem às tarifas do CUR em vigor.

A existência de um diferencial entre os valores previstos e os valores ocorridos gera, nos termos do regulamento tarifário, um conjunto de impactes nas tarifas de $t+1$ e de $t+2$. Estes impactes, caso sejam elevados, podem dar origem a variações tarifárias que não correspondem aos níveis de custos desses anos. Por essa via, estes impactes podem distorcer o sinal preço eficiente a transmitir aos consumidores nos vários anos em análise.

Importa referir, que apesar de o Regulamento Tarifário ter sido aprovado em 2005, só com as alterações legislativas no âmbito do MIBEL (de Julho de 2007) é que estas disposições regulamentares entraram em vigor, em resultado da cessação dos Contratos de Aquisição de Energia Eléctrica (CAE) e da correspondente entrada em vigor dos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).

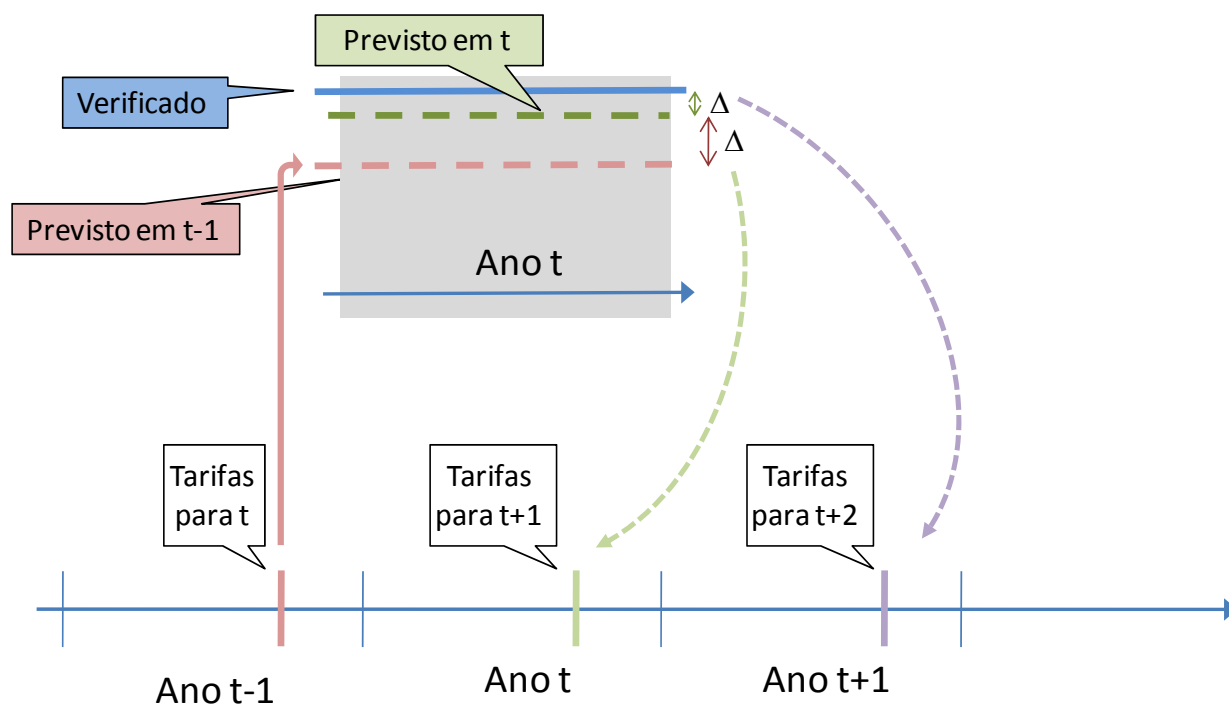
3.3.1 DESAJUSTE ENTRE CUSTOS E TARIFAS NO ÂMBITO DA ACTUAL REGULAMENTAÇÃO

3.3.1.1 AVALIAÇÃO DE IMPACTES TARIFÁRIOS EM $T+1$

Após a entrada em vigor das tarifas no ano t é possível monitorizar a evolução dos custos de aquisição de energia do CUR durante esse ano. Assim, para o cálculo das tarifas de $t+1$, que ocorre no ano t , já é possível ter informação parcial acerca dos desvios de custos que se têm verificado (ano t) e reflecti-los,

através de uma estimativa, nas tarifas de $t+1$. A figura seguinte descreve o processo de ajustamento parcial e final.

Figura 3-5 – Processo de ajustamento a dois tempos (parcial e final)



Nos termos do Regulamento Tarifário, este processo de ajustamento, com um deferimento de um ano, já se aplica na tarifa de Energia do CUR e no ajustamento do Sobrecusto do Agente Comercial, que é uma parcela da tarifa de Uso Global do Sistema.

TARIFA DE ENERGIA

Caso exista, no ano em curso t , uma diferença face aos custos de aquisição de energia do CUR estimados previamente, aplica-se nas tarifas de $t+1$, um ajustamento aos proveitos de aquisição de energia do CUR que visa reflectir esta diferença.

De acordo com o estipulado no Regulamento Tarifário, importa referir que o CUR deve enviar esta informação até ao dia 15 de Junho do ano t . Assim, a informação enviada já contempla preços e quantidades finais do primeiro trimestre do ano, bem como uma estimativa de elevada proximidade dos valores a ocorrer no segundo e terceiro trimestres e ainda uma previsão para o quarto trimestre.

Nesta fase, não é ainda garantido que os valores enviados pela empresa regulada em 15 de Junho não contenham desvios face ao que efectivamente venha a ocorrer no resto do ano, em termos de custos de

aquisição de energia. No entanto, esta previsão já inclui pelo menos a contabilização de um trimestre com valores finais e uma previsão para o resto do ano, muito mais próxima do que a realizada no ano anterior. Nessa medida, o valor esperado do desvio desta nova estimativa é muito inferior ao da realizada em 15 de Junho de $t-1$ e que esteve na base das tarifas publicadas em 15 de Dezembro pela ERSE.

SOBRECUSTO DO AGENTE COMERCIAL

O sobrecusto do Agente Comercial é dado pelo diferencial entre os custos com a aquisição de energia eléctrica aos centros electroprodutores com CAE (Pego e Tapada do Outeiro) e as receitas obtidas pelo Agente Comercial com a venda dessa energia no mercado. Este sobrecusto permanecerá enquanto não cessarem todos os CAE existentes.

Nos termos do Regulamento Tarifário, este sobrecusto é calculado em $t-1$ para vigorar em t com base em previsões, não só para os preços de energia no mercado mas também para os custos inerentes aos CAE, que dependem, nomeadamente, dos custos de aquisição de energia primária.

Tal como no caso da tarifa de Energia, é enviada à ERSE informação a 15 de Junho do ano t com a melhor previsão para os custos com os CAE para esse ano. Com base nessa informação, calcula-se o diferencial face ao valor incorporado nas tarifas de t e determinado em $t-1$, de forma a ser reflectido nas tarifas de $t+1$.

Na determinação dos ajustamentos do sobrecusto do Agente Comercial há, no entanto, que ter em consideração que a variação dos preços médios do mercado está correlacionada com as variações dos custos de aquisição da energia primária.

Estes ajustamentos, relativos a desvios de previsão, apresentam naturalmente o inconveniente de fazer reflectir nos consumidores de $t+1$ os valores que deveriam ter sido repercutidos no ano anterior. Este desfasamento temporal entre custos e tarifas distorce o sinal preço a transmitir aos consumidores, pelo que o objectivo fundamental da regulação é acertar nos valores efectivamente incorridos.

3.3.1.2 AVALIAÇÃO DE IMPACTES TARIFÁRIOS EM $T+2$

Nas várias actividades reguladas são efectuados ajustamentos finais ao fim de dois anos ($t+2$), que reflectem o fecho das contas reguladas, quer ao nível dos custos quer ao nível das receitas (facturação).

Na tarifa de Energia, os impactes em $t+2$ resultam fundamentalmente da diferença entre os valores estimados para o preço da energia no mercado a 15 de Junho do ano t (para o horizonte do próprio ano) e os valores verificados nesse ano. Esses valores são enviados à ERSE, até ao dia 1 de Maio do ano $t+1$, com vista à determinação do referido ajustamento na tarifa de Energia. O mesmo raciocínio é válido

A diferença entre os valores apurados e os considerados para tarifas de t , em $t-1$, constitui a parcela de ajustamento do sobrecusto com a PRE, a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema nos termos do Regulamento Tarifário. Este ajustamento irá ser incorporado nas tarifas de $t+2$.

Naturalmente, um dos elementos importantes na determinação deste ajustamento é o custo de substituição desta energia no mercado.

PARCELA DE ACERTO DOS CUSTOS DE MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL (CMEC)

Os custos com os CMEC a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema são, nos termos do Regulamento Tarifário, calculados de forma a incluir uma parcela de acerto. Esta situação é o resultado directo da aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004.

Esta parcela de acerto é calculada em Março do ano $t+1$ para ser incluída nas tarifas do mesmo ano, em Abril¹⁴, e até Março do ano $t+2$. Dos elementos que influem no cálculo da parcela de acerto destacam-se, por um lado, os preços de energia nos mercados grossistas que vigoraram no ano t , que afectam as receitas dos centros electroprodutores no mercado, e, por outro lado, os custos verificados com a aplicação dos CAE cessados.

Assim, registando-se desvios no preço da energia no mercado face aos valores considerados para as tarifas do ano t , será expectável que esta parcela de acerto e consequentemente a tarifa de Uso Global do Sistema venham a ser afectadas.

3.3.2 PROPOSTA DE SINCRONIZAÇÃO ENTRE CUSTOS E PROVEITOS DA TARIFA DE ENERGIA E DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES

Verifica-se que os preços da energia observados no mercado organizado de venda por grosso da energia eléctrica influenciam um conjunto vasto de custos e sobrecustos, a saber, (i) custos de aquisição de energia eléctrica do CUR reflectidos na tarifa de energia e (ii) sobrecustos do Agente Comercial e da PRE e custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual reflectidos na tarifa de Uso Global do Sistema.

Tendo em conta que desvios na previsão do preço da energia no mercado organizado induzem a necessidade de ajustamentos dos custos e sobrecustos referidos, nalguns casos de simultâneo, importa proceder à sua sincronização.

¹⁴ No caso de a revisibilidade ser negativa, ou seja, reduzir a tarifa, o Decreto-Lei n.º 199/2007 refere que produz efeitos apenas a partir de Julho até Junho do ano seguinte.

Tendo em conta o acima exposto, propõe-se a alteração do Regulamento Tarifário, com incidência nas seguintes matérias: Sobrecusto da Produção em Regime Especial e Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual.

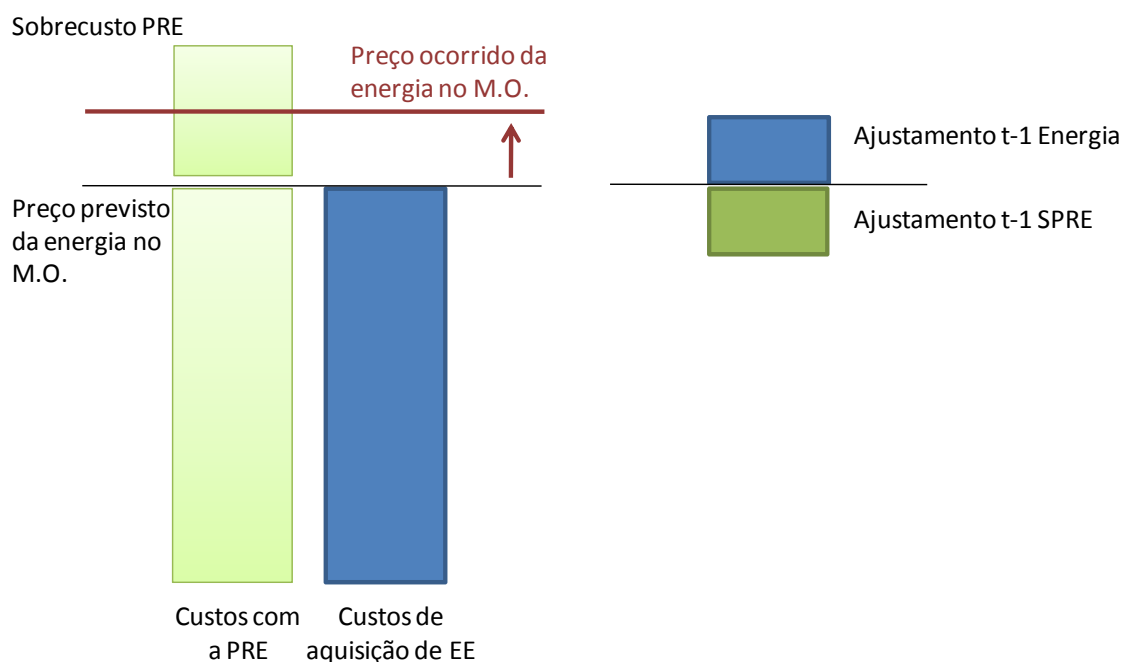
As alterações regulamentares que a seguir se propõem permitem eliminar flutuações tarifárias indesejáveis. Estas flutuações, para além de distorcerem os sinais preço das tarifas, perturbam o funcionamento do mercado.

SOBRECUSTO DA PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

Com vista a aumentar o sincronismo entre custos e tarifas propõe-se a introdução de um ajustamento referente ao ano $t-1$ referente ao sobrecusto com a PRE.

A tarifa de Uso Global do Sistema que recupera os proveitos referentes ao sobrecusto com a PRE deve ser ajustada de acordo com a informação existente sobre os custos de aquisição de energia. Na Figura 3-7 apresenta-se esquematicamente a forma como o ajustamento resultante da diferença entre o preço previsto e o ocorrido deve ser reflectida nas tarifas do ano seguinte, tanto no que diz respeito ao ajuste na tarifa de energia como no que respeita ao ajuste do sobrecusto com a PRE que é, necessariamente, de sinal contrário ao primeiro.

Figura 3-7 – Ajustamento síncrono dos custos de aquisição de energia eléctrica e dos sobrecustos da PRE, respectivamente na tarifa de Energia e na tarifa de UGS



Esta proposta de alteração regulamentar é de particular importância tendo em conta que os custos com a PRE incluído na tarifa de UGS têm vindo a demonstrar uma trajectória crescente ao longo dos últimos anos aumentando assim a dimensão do problema em análise.

CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

Os CMEC, Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual, estão enquadrados pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio.

O ressarcimento dos CMEC aos produtores de energia eléctrica ou à entidade concessionária da RNT efectua-se através do pagamento de duas parcelas incluídas na tarifa de UGS e pagas pelos consumidores, a parcela fixa e a parcela de acerto.

A parcela fixa resulta num valor constante para todo o período de vigência dos CMEC, calculada com base em pressupostos de custos de produção e de preço de mercado definidos *a priori*, que se encontram definidos no Decreto-Lei n.º 199/2007. De uma forma simplista, o valor dos CMEC corresponde ao valor actual da diferença entre as receitas da venda de energia eléctrica pelos produtores e os proveitos esperados, estabelecidos nos CAE, decorrentes dos parâmetros definidos no Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de Maio. A parcela fixa corresponde à renda anual deste valor actual.

Os parâmetros definidos no Decreto-Lei n.º 199/2007 resultam num montante de proveitos esperados próximos do valor dos custos definidos nos CAE e, conseqüentemente, num valor da parcela fixa com um impacto relativamente reduzido na tarifa de Venda a Clientes Finais. Acresce ainda que o efeito do acréscimo tarifário por incorporação da parcela fixa na tarifa apenas se verifica no primeiro ano, tendo em conta que o seu valor se mantém durante todo o período de aplicação dos CMEC.

A parcela fixa faz parte integrante da tarifa de UGS paga por todos os clientes em cada ano civil.

Os ajustamentos a efectuar ao valor dos CMEC resultantes de alterações nos parâmetros iniciais (produção, preço de mercado, custo dos combustíveis, etc.) face aos valores verificados, isto é, a revisibilidade anual, são repercutidos na parcela de acerto. Esta parcela quando positiva é adicionada à tarifa de UGS entre o mês de Abril seguinte ao ano a que diz respeito a revisibilidade anual e o mês de Março que lhe segue, quando negativa é deduzida à tarifa de UGS entre o mês de Julho seguinte ao ano a que diz respeito a revisibilidade anual e o mês de Junho que lhe segue.

A alteração dos parâmetros definidos nesta parcela face aos pressupostos iniciais pode com facilidade ter grandes implicações, levando a que o valor da parcela de acerto ultrapasse o da parcela fixa em anos em que se verifiquem valores substancialmente diferentes dos previstos no Decreto-Lei n.º 199/2007..

Sublinhe-se que o cálculo do montante dos CMEC foi efectuado no primeiro semestre de 2007, com base no Decreto-Lei n.º 199/2007. Assim, a diferença entre os valores reais dos parâmetros e os valores

subjacentes ao cálculo das tarifas poderá aumentar ao longo do tempo, com um consequente impacto crescente nas tarifas de Acesso.

As tarifas aplicadas a partir de Janeiro poderão ter que sofrer um ajuste importante a partir de Abril ou a partir de Julho desse ano. Assim, a necessidade das tarifas anuais de Acesso incluírem uma parcela de ajuste com uma estimativa da revisibilidade referente ao ano anterior surge clara.

A repercussão na tarifa da revisibilidade dos CMEC não deve, dentro do possível, provocar variações tarifárias descontextualizadas da fixação anual de tarifas. Os sinais preço transmitidos aos consumidores devem ser estáveis e previsíveis, devendo estar ajustados ao nível real de custos de fornecimento. Assim, propõe-se a criação de um mecanismo de alisamento tarifário, com efeitos sobre a parcela de CMEC na tarifa de UGS, cujo objectivo é a transmissão de um preço estável de potência contratada para reflectir os CMEC. Importa garantir que a aplicação da legislação referida (Decreto-Lei n.º 199/2007) não é afectada de forma alguma por este mecanismo nem os fluxos e calendário de pagamentos aos produtores de energia eléctrica que cessaram o CAE.

Este ajuste seria calculado com base na última informação recebida antes da aplicação das tarifas, devendo a informação contemplar pelo menos 6 meses de dados ocorridos. Este ajuste permitiria tornar menos abruptas as variações tarifárias a ocorrerem por via da revisibilidade, visando igualar a tarifa de UGS em vigor até a aplicação da parcela de revisibilidade à tarifa aplicada no resto do ano. Acresce ainda que este ajuste não teria quaisquer implicações no cálculo e cobrança da parcela de revisibilidade em sede do Decreto-Lei n.º 240/2004, não implicando qualquer fluxo financeiro entre os produtores de energia eléctrica e a entidade concessionária da RNT. Este ajustamento seria aplicado como amortecedor do impacto da revisibilidade e apenas tem implicações nas transacções financeiras entre o operador da rede de distribuição e os consumidores de energia eléctrica.

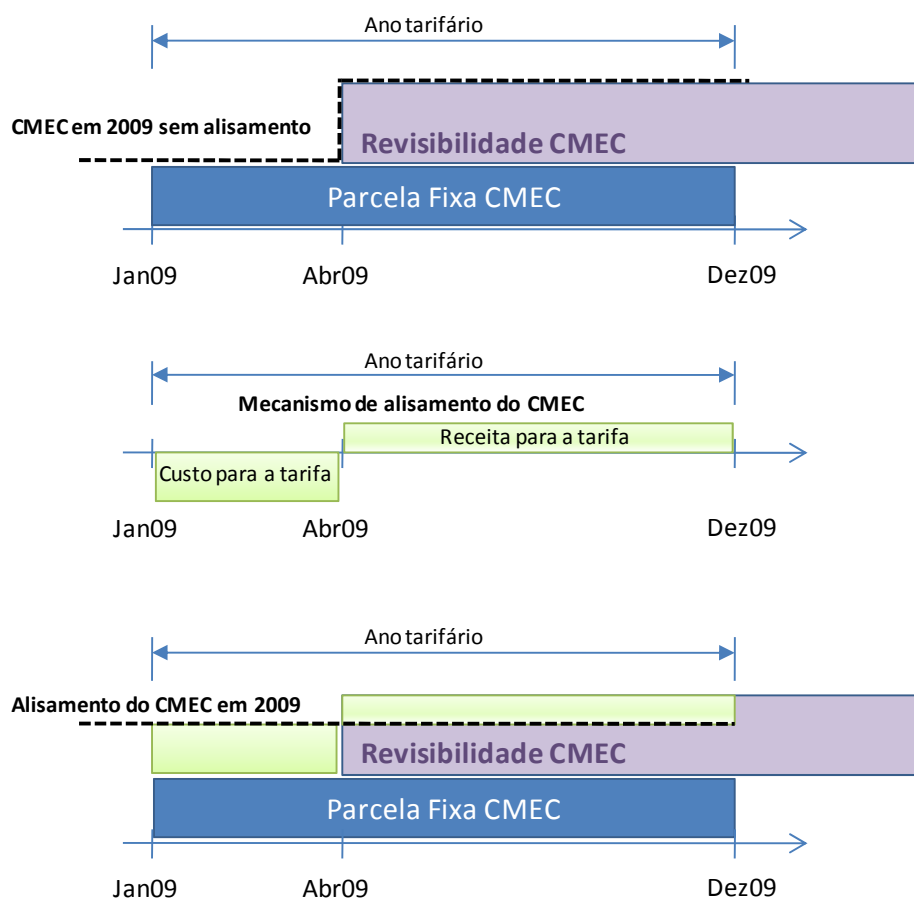
O mecanismo de alisamento tarifário dos CMEC proposto tem os seguintes aspectos:

- Consideração na proposta de tarifas para cada ano, de um valor previsto de custos com as diversas parcelas dos CMEC com incidência nesse ano. Deste modo, o valor do preço de potência contratada a publicar, sendo cobrado todos os meses, recupera os custos previstos com os CMEC, de forma alisada.
- Os fluxos de pagamentos de CMEC entre o operador de rede de distribuição e o operador da rede de transporte, e entre este e os produtores cujo CAE cessou, mantêm-se como definido no Decreto-Lei n.º 240/2004.
- A diferença em cada mês, entre o preço de potência contratada de CMEC publicado para vigorar durante o ano e o que resulta da aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004, deve ser suportada pelo operador de rede de distribuição, embora o valor esperado anual desta diferença seja nulo.

- Nas datas determinadas pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, o cálculo definitivo da parcela de acerto do CMEC a vigorar deve condicionar uma revisão tarifária na qual se deverá corrigir o valor do preço de potência contratada a vigorar até ao fim do ano, segundo os valores definitivos do CMEC.

O esquema de funcionamento na prática deste mecanismo é ilustrado na figura seguinte.

Figura 3-8 – Esquema de aplicação do mecanismo de alisamento dos CMEC na tarifa de UGS



Assim, no exemplo apresentado (caso em que a parcela de revisibilidade é positiva, sendo aplicada em Abril), o montante do ajustamento é aplicado nos três primeiros meses do ano e nos restantes 9 meses este montante seria deduzido em nove parcelas. O ajustamento é calculado de modo a que o acréscimo de proveitos do ORD decorrentes da sua aplicação nos três primeiros meses do ano face à situação em que apenas a parcela fixa é aplicada seja igual ao decréscimo nos proveitos nos restantes meses face à situação em que são aplicadas a parcela de revisibilidade e a parcela fixa, e sendo neutro do ponto de vista financeiro. Deste modo, o seu valor actual seria nulo no mês de Janeiro do ano de aplicação das tarifas.

3.4 AUDITORIAS DE VERIFICAÇÃO DA APLICAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

A verificação da aplicação do Regulamento Tarifário nomeadamente no que concerne à validação da informação enviada pelas empresas que tem suportado a determinação dos proveitos das actividades reguladas e, conseqüentemente, o cálculo das tarifas de energia eléctrica, tem sido efectuada recorrendo essencialmente aos recursos internos da ERSE.

Apesar disso, desde o início da actividade de regulamentar a ERSE não enjeitou a necessidade da informação contabilística real que lhe é submetida dever ser devidamente auditada por uma empresa de auditoria acreditada no mercado.

Esta prática tem sido cumprida pelas empresas, não tendo a ERSE tido qualquer intervenção quer na selecção das entidades seleccionadas para a certificação das contas quer na definição dos âmbitos das auditorias contratadas.

Com o avolumar de informação, por um lado, e com a alteração das formas de regulação, por outro, a ERSE considera que em determinadas situações, as acções de verificação que serão necessárias empreender devem ser conduzidas por empresas independentes de auditoria directamente contratadas pela ERSE, ou pelas empresas reguladas de acordo com critérios de selecção validados pela ERSE.

Nesse sentido, na proposta regulamentar prevê-se que, sempre que considere necessário, a ERSE pode desencadear acções de auditoria recorrendo a empresas de auditoria externa por si contratadas. As auditorias desencadeadas pelas empresas reguladas devem cumprir com as regras seguintes:

- Ser desenvolvidas por empresa de auditoria externa independentes de reconhecida competência e idoneidade.
- O conteúdo das auditorias e os critérios de selecção das entidades responsáveis pela realização de auditorias são aprovados pela ERSE, na sequência de proposta apresentada pelas empresas reguladas.
- Os relatórios das auditorias são enviados à ERSE.

Sem prejuízo dos prazos estipulados e da informação a enviar à ERSE de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário, sempre que considere necessário, a ERSE pode:

- Solicitar informação prevista no Regulamento Tarifário, noutros prazos.
- Solicitar informação adicional ou complementar.

Esta informação deve ser enviada à ERSE em prazos específicos a estabelecer, caso a caso, pela ERSE.

4 FACTURAÇÃO DOS CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL AOS FORNECIMENTOS DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

Os Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual são facturados à generalidade dos consumidores através do preço de potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema. Mensalmente, a potência contratada facturada nas tarifas de Acesso às Redes pelos operadores de rede de distribuição em Portugal continental é comunicada à ERSE, à REN e aos produtores cessionários dos CAE a fim de accionar a cadeia de facturação destes custos para que as receitas facturadas sejam recebidas pelos produtores.

Os fornecimentos de iluminação pública dos comercializadores de último recurso são uma excepção à regra geral, na medida em que não têm um preço de potência contratada. Em vez disso, a tarifa de acesso aplicável a estes fornecimentos factura os CMEC no preço de energia activa simples, utilizando uma conversão baseada em perfis de consumo padrão.

Assim, no caso dos fornecimentos de iluminação pública, os operadores de rede de distribuição devem considerar a facturação associada aos CMEC a estes clientes, tomando para esse fim o valor do preço de potência contratada convertido para energia através dos referidos perfis de consumo padrão. Desta forma, o fluxo de receitas nestes fornecimentos associado aos CMEC será devidamente incluído nos montantes a transferir para montante.

Considera-se que este esclarecimento sobre a metodologia de aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004 aos fornecimentos de iluminação pública deverá ser objecto de formalização pela ERSE na proposta anual de tarifas e preços a submeter a parecer do Conselho Tarifário. Apesar disto, por razões de transparência, importa identificar desde já esta situação de forma a orientar desde já os agentes envolvidos na sua implementação.

ANEXO - TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Os sistemas tarifários das Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM) apresentavam tarifas dependentes do uso dado à energia eléctrica. Esta situação não é aceitável num sistema tarifário aditivo e não discriminatório, onde as tarifas de energia eléctrica são oferecidas em igualdade de circunstâncias a todos os clientes de um mesmo nível de tensão, não dependendo do uso dado à energia eléctrica.

A oferta das várias tarifas de energia eléctrica deve ser orientada de forma a melhorar a aderência dos pagamentos dos vários clientes aos custos causados no sector eléctrico, não se ignorando o tipo de contadores disponíveis e os respectivos custos, bem como a necessidade de se obterem estruturas tarifárias simples para alguns clientes. As várias tarifas são oferecidas de forma não discriminatória aos clientes de um mesmo nível de tensão que, tendo em consideração as suas características eléctricas, deverão escolher a opção tarifária mais vantajosa.

Naturalmente, a aplicação de uma mesma tarifa a clientes com características eléctricas diferentes conduz à obtenção de preços médios de energia eléctrica diferenciados. Com efeito, aplicações com maiores utilizações da potência e com consumos mais pronunciados nas horas de vazio, ou seja, de menor procura, obterão preços de energia eléctrica mais reduzidos, os quais resultam de forma natural da aplicação de uma tarifa que esteja bem calibrada.

Por estas razões, o Regulamento Tarifário estabelece a extinção das tarifas dependentes do uso na RAA e na RAM, embora se tenha prolongado a sua aplicação, com carácter transitório, até ao final de 2008, no sentido de minimizar os impactes na facturação dos clientes destas opções tarifárias.

Em 2006, tendo em consideração a informação enviada pelas empresas das Regiões Autónomas, estavam nas opções tarifárias dependentes do uso, 4 581 clientes nos Açores e 17 508 na Madeira, representando cerca de 33% e 21% do consumo da RAA e da RAM, respectivamente. O consumo destes clientes foi, em 2006, de 233,5 GWh nos Açores e 177,4 GWh na Madeira, correspondendo a uma facturação, por aplicação dos preços de 2008, de 34,1 milhões de euros e 21,6 milhões de euros, respectivamente.

Nos pontos seguintes caracteriza-se a situação actual das opções tarifárias dependentes do uso nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, tendo em conta a informação sobre os consumos reais verificados em 2006. São, ainda, analisados os impactes associados à extinção destas opções tarifárias e consequente migração dos respectivos clientes para as opções tarifárias não dependentes do uso dado à energia eléctrica.

I. CARACTERIZAÇÃO DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS TRANSITÓRIAS

Na Região Autónoma dos Açores as opções tarifárias transitórias destinam-se a Organismos e a Outros Consumidores.

São considerados Organismos, todos os consumidores de energia cujas instalações estejam afectas ao Sector Público Administrativo Central, Regional e Local.

De acordo com o Regulamento Tarifário entendem-se por Outros Consumidores:

- Em BT, os consumidores que não sejam organismos e que não estejam incluídos nas actividades das secções A (grupos 011, 012, e 013), C e D da Classificação das Actividades Económicas, revisão 2.
- Em MT, os consumidores que não sejam organismos e que não estejam incluídos nas actividades das secções E (grupo 410) e H (grupo 551) da Classificação das Actividades Económicas, revisão 2.

As opções tarifárias transitórias na Região Autónoma da Madeira destinam-se a Consumidores Não Domésticos e a Consumidores Especiais.

De acordo com o Regulamento Tarifário entende-se por consumos domésticos:

- Os relativos a casas de habitação, mesmo que nelas se exerça uma pequena actividade profissional.
- Os consumos em arrecadações ou garagens de uso particular, localizadas em anexos ou dependências de casas de habitação, ainda que medidos por contador próprio.
- Os consumos de pequenas bombas de água.

São equiparados a consumos domésticos:

- Os efectuados por pessoas colectivas reconhecidas de utilidade pública, nos termos do Decreto-Lei n.º 460/77, de 7 de Novembro.
- Os efectuados para a iluminação de escadas e patamares de prédios colectivos, bem como para outros usos comuns.

São Consumidores Especiais:

- Os consumidores agrícolas (código 0 da Classificação das Actividades Económicas, revisão 2).
- Os consumidores industriais (código 1, 2, 3 da Classificação das Actividades Económicas).
- Os produtores e distribuidores de electricidade, gás e água (Secção E do código 4 da Classificação das Actividades Económicas).

- O Instituto de Gestão de Águas.
- As instalações de empresas situadas em parques industriais.

Nos quadros seguintes caracterizam-se as opções tarifárias transitórias actualmente em vigor nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Opções tarifárias transitórias das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais	N.º Períodos Horários	Indutiva	Capacitiva
				(2)	(3)		
Baixa Tensão	Tarifa Simples (organismos)	3,45 a 17,25 kVA	A	-	1	-	-
	Tarifa bi-horária (organismos)	3,45 a 17,25 kVA	A	-	2	-	-
	Tarifa Organismos	20,7 a 215 kVA	A	-	3	-	-
	Tarifa Organismos	> 20,7 kW	X	-	3	x	x
	Tarifa Outros consumidores	20,7 a 215 kVA	A	-	3	-	-
	Tarifa Outros consumidores	> 20,7 kW	X	-	3	x	x
Média Tensão	Tarifa Organismos	-	X	x	3	x	x
	Tarifa Outros consumidores	-	X	x	3	x	x

Notas:

- (1) – x Existência de um preço de potência a facturar
a Existência de um preço de potência contratada
- (2) – - Preços sem diferenciação trimestral
x Preços com diferenciação trimestral
- (3) – 1 Sem diferenciação horária
2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio
3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio
- (4) – - Não facturação
x Existência de preço correspondente

Opções tarifárias transitórias das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Potência (1)	Energia Activa		Energia Reactiva (4)	
				Períodos Trimestrais	N.º Períodos Horários	Indutiva	Capacitiva
				(2)	(3)		
Baixa Tensão consumidores não domésticos	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	A	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	A	-	2	-	-
Baixa Tensão consumidores especiais	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	A	-	1	-	-
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA	A	-	2	-	-
	Tarifa Simples	27,6 a 62,1 kVA	A	-	1	-	-
	Tarifa de Médias Utilizações	27,6 a 62,1 kVA	A	-	3	-	-
	Tarifa de Longas Utilizações	27,6 a 62,1 kVA	A	-	3	-	-
	Tarifa de Médias Utilizações	> 62,1 kW	X	-	3	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações	> 62,1 kW	X	-	3	x	x
Média Tensão consumidores especiais	Tarifa de Curtas Utilizações 6,6 kV	-	X	x	3	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações 6,6 kV	-	X	x	3	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações 6,6 kV	-	X	x	3	x	x
	Tarifa de Curtas Utilizações 30 kV	-	X	x	3	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações 30 kV	-	X	x	3	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações 30 kV	-	X	x	3	x	x
Alta Tensão consumidores especiais	Tarifa de Curtas Utilizações	≥ 6 MW	X	x	3	x	x
	Tarifa de Médias Utilizações	≥ 6 MW	X	x	3	x	x
	Tarifa de Longas Utilizações	≥ 6 MW	X	x	3	x	x

Notas:

- (1) – x Existência de um preço de potência a facturar
a Existência de um preço de potência contratada
- (2) – - Preços sem diferenciação trimestral
x Preços com diferenciação trimestral
- (3) – 1 Sem diferenciação horária
2 Dois períodos horários: fora de vazio e vazio
3 Três períodos horários: ponta, cheias e vazio
- (4) – - Não facturação
x Existência de preço correspondente

Nos quadros seguintes apresenta-se, a sombreado, o número de clientes, o consumo anual de energia e a facturação anual, das opções tarifárias dependentes do uso dado à energia eléctrica actualmente em vigor nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, considerando as quantidades reais vendidas a clientes finais em 2006 e as tarifas em vigor em 2008.

Número de clientes, consumo e facturação anual das opções tarifárias da RAA

Opção Tarifária	Número de Clientes	Energia total (kWh)	Facturação total (Euro)
MT	298	126 377 000	14 392 049
MT organismos	149	74 249 000	9 103 714
MT outros consumidores	169	63 939 000	7 118 980
BTE	14	3 252 000	1 555 992
BTE organismos	87	3 614 000	2 021 184
BTE outros consumidores	33	14 814 000	5 098 974
BTN >	941	17 934 000	2 628 986
BTN > organismos	436	11 239 000	1 589 579
BTN > outros consumidores	2 523	61 287 000	8 551 953
BTN < Social	66	8 000	1 154
BTN <=2,3 kVA Simples	9 255	8 439 000	1 159 816
BTN < Simples	95 793	276 114 000	41 094 347
BTN < Bi-horária	925	5 229 000	685 481
BTN < Simples organismos	1 184	4 316 000	654 795
BTN < Bi-horária organismos	1	4 000	709
BTN Sazonal >	0	0	0
BTN Sazonal <	0	0	0
Iluminação Pública	n.d.	30 492 000	2 057 323

Número de clientes, consumo e facturação anual das opções tarifárias da RAM

Opção Tarifária	Número de Clientes	Energia total (kWh)	Facturação total (Euro)
AT			
AT CU consumidores especiais	0	0	0
AT MU consumidores especiais	0	0	0
AT LU consumidores especiais	0	0	0
MT 30 kV	2	8 223 290	725 792
MT 6,6 kV	128	111 700 940	10 386 946
MT 30 kV CU consumidores especiais	0	0	0
MT 30 kV MU consumidores especiais	2	673 990	79 404
MT 30 kV LU consumidores especiais	0	0	0
MT 6,6 kV CU consumidores especiais	5	286 994	33 489
MT 6,6 kV MU consumidores especiais	3	39 522	8 894
MT 6,6 kV LU consumidores especiais	69	48 245 853	4 028 213
BTE	704	129 543 279	15 687 543
BTE MU consumidores especiais	125	19 494 937	2 102 086
BTE LU consumidores especiais	3	261 584	32 469
BTN >	2 011	73 002 175	9 921 292
BTN > Simples consumidores especiais	40	1 646 461	221 094
BTN > MU consumidores especiais	129	5 096 115	659 498
BTN > LU consumidores especiais	1	195 425	20 570
BTN < Social	18	4 360	603
BTN <=2,3 kVA Simples	1 528	2 129 120	276 001
BTN < Simples	104 962	261 166 525	40 613 016
BTN < Bi-horária	152	1 203 120	147 254
BTN <=2,3 kVA Simples não domésticos	736	341 124	55 886
BTN < Simples não domésticos	15 518	88 015 669	12 810 464
BTN < Bi-horária não domésticos	380	10 664 249	1 160 521
BTN <=2,3 kVA Simples consumidores especiais	12	0	307
BTN < Simples consumidores especiais	464	1 819 959	295 843
BTN < Bi-horária consumidores especiais	23	573 361	60 433
Iluminação Pública	n.d.	69 685 344	5 864 618

A extinção das opções tarifárias transitórias em vigor nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira conduzirá à migração dos clientes com essas opções tarifárias para as opções tarifárias independentes do uso dado à energia eléctrica, definidas nos artigos 40.º e 44.º do Regulamento Tarifário, respectivamente para a RAA e para a RAM.

Nos quadros seguintes apresenta-se a trajectória de migração dos clientes actualmente em opções tarifárias transitórias para as opções tarifárias independentes do uso dado à energia eléctrica, a aplicar em 2009.

Extinção das opções tarifárias transitórias das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Opções tarifárias transitórias			Opções tarifárias a aplicar em 2009		
Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada
Baixa Tensão	Tarifa Simples (organismos)	3,45 a 17,25 kVA	Baixa Tensão	Tarifa Simples	1,15 a 17,25 kVA
	Tarifa Bi-horária (organismos)	3,45 a 17,25 kVA		Tarifa Bi-horária	3,45 a 17,25 kVA
	Tarifa Organismos	20,7 a 215 kVA		Tarifa Tri-horária	20,7 a 215 kVA
	Tarifa Organismos	> 20,7 kW		Tarifa Tri-horária	> 20,7 kW
	Tarifa Outros consumidores	20,7 a 215 kVA		Tarifa Tri-horária	20,7 a 215 kVA
	Tarifa Outros consumidores	> 20,7 kW		Tarifa Tri-horária	> 20,7 kW
Média Tensão	Tarifa Organismos	-	Média Tensão	Tarifa Tri-horária	-
	Tarifa Outros consumidores	-		Tarifa Tri-horária	-

Extinção das opções tarifárias transitórias das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

Opções tarifárias transitórias			Opções tarifárias a aplicar em 2009		
Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada	Nível de Tensão	Opções Tarifárias	Limites da Potência Contratada
Baixa Tensão consumidores não domésticos	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	Baixa Tensão	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA		Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA
Baixa Tensão consumidores especiais	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA	Baixa Tensão	Tarifa Simples	1,15 a 20,7 kVA
	Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA		Tarifa Bi-horária	3,45 a 20,7 kVA
	Tarifa Simples	27,6 a 62,1 kVA		Tarifa Não Prevista	-
	Tarifa de Médias Utilizações	27,6 a 62,1 kVA		Tarifa Tri-horária	27,6 a 62,1 kVA
	Tarifa de Longas Utilizações	27,6 a 62,1 kVA		Tarifa Tri-horária	27,6 a 62,1 kVA
	Tarifa de Médias Utilizações	> 62,1 kW		Tarifa Tri-horária	> 62,1 kW
Média Tensão consumidores especiais	Tarifa de Longas Utilizações	> 62,1 kW	Média Tensão	Tarifa Tri-horária	> 62,1 kW
	Tarifa de Curtas Utilizações 6,6 kV	-		Tarifa Tri-horária	-
	Tarifa de Médias Utilizações 6,6 kV	-		Tarifa Tri-horária	-
	Tarifa de Longas Utilizações 6,6 kV	-		Tarifa Tri-horária	-
	Tarifa de Curtas Utilizações 30 kV	-		Tarifa Tri-horária	-
	Tarifa de Médias Utilizações 30 kV	-		Tarifa Tri-horária	-
Alta Tensão consumidores especiais	Tarifa de Longas Utilizações 30 kV	-	Alta Tensão	Tarifa Tri-horária	-
	Tarifa de Curtas Utilizações	≥ 6 MW		Tarifa Tri-horária	-
	Tarifa de Médias Utilizações	≥ 6 MW		Tarifa Tri-horária	≥ 6 MW
	Tarifa de Longas Utilizações	≥ 6 MW			

II. ANÁLISE DE IMPACTES DA EXTINÇÃO DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS TRANSITÓRIAS EM 2009

A migração dos clientes actualmente em opções tarifárias transitórias para as opções tarifárias independentes do uso provocará variações na facturação global dos clientes de cada opção tarifária, bem como originará variações diferenciadas na facturação por cliente. Assim, importa avaliar e caracterizar o impacte desta migração.

VARIAÇÃO POR TERMO TARIFÁRIO

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas para as opções tarifárias transitórias na RAA e na RAM em vigor em 2008, bem como os preços a vigorar caso estas opções tarifárias fossem extintas. Apresentam-se, ainda, as diferenças tarifárias por termo tarifário que seriam observadas.

Comparação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA das opções tarifárias transitórias e definitivas, em 2008

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT ORGANISMOS E OUTROS CONSUMIDORES			PREÇOS DA TARIFA TRANSITÓRIA (1)	PREÇOS DA NOVA TARIFA (2)	(2)/(1) (%)
Termo tarifário fixo (EUR/mês)			47,88	46,32	-3,25
Potência (EUR/kW.mês)					
Tarifa Organismos		Horas de ponta	7,129	7,349	3,09
		Contratada	0,944	0,973	3,10
Tarifa Outros consumidores		Horas de ponta	6,868	7,349	7,00
		Contratada	0,933	0,973	4,24
Energia activa (EUR/kWh)					
Tarifa Organismos	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1006	0,1008	0,14
		Horas cheias	0,0873	0,0815	-6,57
		Horas de vazio	0,0512	0,0452	-11,71
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1015	0,1017	0,13
		Horas cheias	0,0868	0,0845	-2,65
		Horas de vazio	0,0526	0,0462	-12,10
Tarifa Outros Consumidores	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1013	0,1008	-0,50
		Horas cheias	0,0873	0,0815	-6,63
		Horas de vazio	0,0506	0,0452	-10,71
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1018	0,1017	-0,12
		Horas cheias	0,0869	0,0845	-2,77
		Horas de vazio	0,0512	0,0462	-9,70
Energia reactiva (EUR/kvarh)					
Tarifa Organismos		Fornecida	0,0213	0,0166	-22,15
		Recebida	0,0136	0,0116	-14,75
Tarifa Outros consumidores		Fornecida	0,0218	0,0166	-23,97
		Recebida	0,0135	0,0116	-13,97

TARIFAS VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE (ORGANISMOS E OUTROS CONSUMIDORES)		PREÇOS DA TARIFA TRANSITÓRIA (1)	PREÇOS DA NOVA TARIFA (2)	(2)/(1) (%)
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		25,64	25,66	0,07
Potência (EUR/kW.mês)				
Tarifa Organismos	Horas de ponta	16,333	15,960	-2,29
	Contratada	0,846	0,941	11,24
Tarifa Outros consumidores	Horas de ponta	15,246	15,960	4,68
	Contratada	0,897	0,941	4,93
Energia activa (EUR/kWh)				
Tarifa Organismos	Horas de ponta	0,1220	0,1092	-10,50
	Horas cheias	0,1001	0,0985	-1,53
Tarifa Outros consumidores	Horas de vazio	0,0495	0,0535	8,16
	Horas de ponta	0,1217	0,1092	-10,25
Tarifa Outros consumidores	Horas cheias	0,0998	0,0985	-1,29
	Horas de vazio	0,0506	0,0535	5,75
Energia reactiva (EUR/kvarh)				
Tarifa Organismos	Fornecida	0,0227	0,0229	0,64
	Recebida	0,0156	0,0148	-4,99
Tarifa Outros consumidores	Fornecida	0,0244	0,0229	-6,35
	Recebida	0,0147	0,0148	0,80

TARIFAS VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>17,25 kVA) ORGANISMOS		PREÇOS DA TARIFA TRANSITÓRIA (1)	PREÇOS DA NOVA TARIFA (2)	(2)/(1) (%)
Potência (EUR/mês)				
Tarifa Organismos	20,7	16,08	26,32	63,66
	27,6	20,59	34,60	68,02
	34,5	25,10	42,88	70,81
	41,4	29,61	51,16	72,75
	55,2	38,63	67,72	75,28
	69,0	47,66	84,28	76,85
	103,5	70,21	125,67	79,01
	110,4	74,72	133,95	79,28
	138,0	92,76	167,07	80,11
	172,5	115,31	208,46	80,79
207,0	137,86	249,86	81,24	
215,0	143,09	259,46	81,33	
Energia activa (EUR/kWh)				
Tarifa Organismos	Horas de ponta	0,2584	0,2293	-11,28
	Horas cheias	0,1262	0,1193	-5,49
	Horas de vazio	0,0484	0,0614	26,82

TARIFAS VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (<=17,25 kVA) ORGANISMOS		PREÇOS DA TARIFA TRANSITÓRIA (1)	PREÇOS DA NOVA TARIFA (2)	(2)/(1) (%)
Potência (EUR/mês)				
Tarifa simples	3,45	5,83	5,79	-0,62
	6,9	8,80	9,15	3,95
	10,35	11,85	12,71	7,30
	13,8	14,90	16,28	9,28
	17,25	17,95	19,85	10,59
Tarifa bi-horária	3,45	6,77	7,07	4,41
	6,9	10,86	11,90	9,52
	10,35	14,96	16,73	11,85
	13,8	19,06	21,57	13,17
	17,25	23,16	26,41	14,03
Energia activa (EUR/kWh)				
Tarifa simples		0,1214	0,1174	-3,30
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1411	0,1197	-15,17
	Horas de vazio	0,0564	0,0632	12,00

Comparação dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM das opções tarifárias transitórias e definitivas, em 2008

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM AT (CONSUMIDORES ESPECIAIS)		PREÇOS DA TARIFA TRANSITÓRIA (1)	PREÇOS DA NOVA TARIFA (2)	(2)/(1) (%)	
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		91,14	91,14	0,00	
Potência (EUR/kW.mês)					
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	3,086	3,086	0,00	
	Contratada	0,195	0,195	0,00	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	3,086	3,086	0,00	
	Contratada	0,195	0,195	0,00	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	3,086	3,086	0,00	
	Contratada	0,195	0,195	0,00	
Energia activa (EUR/kWh)					
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0741	0,0741	0,00
		Horas cheias	0,0714	0,0714	0,00
		Horas de vazio	0,0530	0,0530	0,00
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0749	0,0749	0,00
		Horas cheias	0,0707	0,0707	0,00
		Horas de vazio	0,0543	0,0543	0,00
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0741	0,0741	0,00
		Horas cheias	0,0714	0,0714	0,00
		Horas de vazio	0,0529	0,0529	0,00
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0749	0,0749	0,00
		Horas cheias	0,0707	0,0707	0,00
		Horas de vazio	0,0541	0,0541	0,00
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0741	0,0741	0,00
		Horas cheias	0,0714	0,0714	0,00
		Horas de vazio	0,0530	0,0530	0,00
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0749	0,0749	0,00
		Horas cheias	0,0707	0,0707	0,00
		Horas de vazio	0,0540	0,0540	0,00
Energia reactiva (EUR/kvarh)					
Tarifa de longas utilizações	Fornecida	0,0155	0,0155	0,00	
	Recebida	0,0116	0,0116	0,00	
Tarifa de médias utilizações	Fornecida	0,0155	0,0155	0,00	
	Recebida	0,0116	0,0116	0,00	
Tarifa de curtas utilizações	Fornecida	0,0155	0,0155	0,00	
	Recebida	0,0116	0,0116	0,00	

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT 30 kV (CONSUMIDORES ESPECIAIS)		PREÇOS DA TARIFA TRANSITÓRIA (1)	PREÇOS DA NOVA TARIFA (2)	(2)/(1) (%)	
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		143,23	49,06	-65,75	
Potência (EUR/kW.mês)					
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	6,610	7,062	6,83	
	Contratada	0,707	1,074	51,94	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	6,628	7,062	6,54	
	Contratada	1,021	1,074	5,15	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	6,610	7,062	6,83	
	Contratada	0,707	1,074	51,94	
Energia activa (EUR/kWh)					
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0797	0,1013	27,11
		Horas cheias	0,0761	0,0859	12,83
		Horas de vazio	0,0556	0,0477	-14,33
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0805	0,1016	26,28
		Horas cheias	0,0755	0,0853	13,03
		Horas de vazio	0,0570	0,0490	-14,00
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0996	0,1013	1,74
		Horas cheias	0,0881	0,0859	-2,51
		Horas de vazio	0,0462	0,0477	3,09
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1005	0,1016	1,10
		Horas cheias	0,0874	0,0853	-2,33
		Horas de vazio	0,0473	0,0490	3,47
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0797	0,1013	27,11
		Horas cheias	0,0761	0,0859	12,83
		Horas de vazio	0,0556	0,0477	-14,20
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0805	0,1016	26,28
		Horas cheias	0,0755	0,0853	13,03
		Horas de vazio	0,0568	0,0490	-13,82
Energia reactiva (EUR/kvarh)					
Tarifa de longas utilizações	Fornecida	0,0169	0,0183	8,79	
	Recebida	0,0127	0,0132	4,48	
Tarifa de médias utilizações	Fornecida	0,0184	0,0183	-0,62	
	Recebida	0,0139	0,0132	-4,55	
Tarifa de curtas utilizações	Fornecida	0,0169	0,0183	8,79	
	Recebida	0,0127	0,0132	4,48	

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT 6,6 kV (CONSUMIDORES ESPECIAIS)		PREÇOS DA TARIFA TRANSITÓRIA (1)	PREÇOS DA NOVA TARIFA (2)	(2)/(1) (%)	
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		48,93	49,06	0,26	
Potência (EUR/kW.mês)					
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	7,759	7,271	-6,29	
	Contratada	1,360	1,088	-20,01	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	10,417	7,271	-30,20	
	Contratada	1,016	1,088	7,06	
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta	12,725	7,271	-42,86	
	Contratada	0,412	1,088	164,33	
Energia activa (EUR/kWh)					
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1164	0,1022	-12,19
		Horas cheias	0,0716	0,0853	19,04
		Horas de vazio	0,0436	0,0476	9,13
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1176	0,1032	-12,23
		Horas cheias	0,0716	0,0847	18,21
		Horas de vazio	0,0447	0,0489	9,46
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1074	0,1022	-4,84
		Horas cheias	0,0779	0,0853	9,42
		Horas de vazio	0,0454	0,0476	4,88
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1084	0,1032	-4,83
		Horas cheias	0,0779	0,0847	8,66
		Horas de vazio	0,0465	0,0489	5,20
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1227	0,1022	-16,69
		Horas cheias	0,0851	0,0853	0,24
		Horas de vazio	0,0482	0,0476	-1,26
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1232	0,1032	-16,28
		Horas cheias	0,0845	0,0847	0,21
		Horas de vazio	0,0493	0,0489	-0,90
Energia reactiva (EUR/kvarh)					
Tarifa de longas utilizações	Fornecida	0,0189	0,0185	-1,74	
	Recebida	0,0128	0,0133	4,19	
Tarifa de médias utilizações	Fornecida	0,0191	0,0185	-2,77	
	Recebida	0,0131	0,0133	1,31	
Tarifa de curtas utilizações	Fornecida	0,0194	0,0185	-4,52	
	Recebida	0,0134	0,0133	-0,52	

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE (CONSUMIDORES ESPECIAIS)		PREÇOS DA TARIFA TRANSITÓRIA (1)	PREÇOS DA NOVA TARIFA (2)	(2)/(1) (%)	
Termo tarifário fixo (EUR/mês)		26,56	26,98	1,60	
Potência (EUR/kW.mês)					
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	17,928	16,602	-7,39	
	Contratada	0,494	0,839	69,74	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	14,450	16,602	14,90	
	Contratada	0,875	0,839	-4,15	
Energia activa (EUR/kWh)					
Tarifa de médias utilizações	Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,1330	0,1154	-13,19
		Horas cheias	0,0788	0,1000	26,85
		Horas de vazio	0,0460	0,0492	6,92
	Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1417	0,1154	-18,55
		Horas cheias	0,0967	0,1000	3,46
		Horas de vazio	0,0473	0,0492	4,12
Energia reactiva (EUR/kvarh)					
Tarifa de médias utilizações	Fornecida	0,0209	0,0207	-1,16	
	Recebida	0,0149	0,0149	-0,15	
Tarifa de longas utilizações	Fornecida	0,0207	0,0207	-0,08	
	Recebida	0,0150	0,0149	-0,43	

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA) CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS DA TARIFA TRANSITÓRIA (1)	PREÇOS DA NOVA TARIFA (2)	(2)/(1) (%)
Potência (EUR/mês)				
Tarifa simples	27,6	52,58	n.d	n.d
	34,5	65,53	n.d	n.d
	41,4	78,48	n.d	n.d
	51,75	97,91	n.d	n.d
	62,1	117,33	n.d	n.d
Tarifa de médias utilizações	27,6	57,31	20,13	-64,88
	34,5	71,45	24,59	-65,58
	41,4	85,60	29,06	-66,05
	51,75	106,82	35,75	-66,53
	62,1	128,04	42,45	-66,84
Tarifa de longas utilizações	27,6	213,74	20,13	-90,58
	34,5	267,15	24,59	-90,79
	41,4	320,56	29,06	-90,94
	51,75	400,67	35,75	-91,08
	62,1	480,79	42,45	-91,17
Energia activa (EUR/kWh)				
Tarifa simples		0,1100	n.d	n.d
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2266	0,2582	13,96
	Horas cheias	0,0979	0,1174	19,91
	Horas de vazio	0,0500	0,0458	-8,54
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,1309	0,2582	97,22
	Horas cheias	0,0749	0,1174	56,84
	Horas de vazio	0,0469	0,0458	-2,37

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=20,7 kVA) NÃO DOMÉSTICOS		PREÇOS DA TARIFA TRANSITÓRIA (1)	PREÇOS DA NOVA TARIFA (2)	(2)/(1) (%)
Potência (EUR/mês)				
Tarifa simples	3,45	5,78	5,73	-0,78
	6,9	9,50	9,29	-2,18
	10,35	13,75	13,30	-3,33
	13,8	18,00	17,30	-3,90
	17,25	22,25	21,31	-4,23
Tarifa bi-horária	20,7	26,50	25,32	-4,47
	3,45	5,48	6,24	13,76
	6,9	8,85	10,42	17,68
	10,35	12,23	14,60	19,39
	13,8	15,60	18,78	20,39
Tarifa bi-horária	17,25	18,97	22,97	21,08
	20,7	22,34	27,15	21,53
Energia activa (EUR/kWh)				
Tarifa simples		0,1177	0,1177	0,00
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazio	0,1177	0,1177	0,00
	Horas de vazio	0,0651	0,0710	9,16

TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (<=20,7 kVA) CONSUMIDORES ESPECIAIS		PREÇOS DA TARIFA TRANSITÓRIA (1)	PREÇOS DA NOVA TARIFA (2)	(2)/(1) (%)
Potência (EUR/mês)				
Tarifa simples	3,45	6,44	5,73	-11,03
	6,9	11,44	9,29	-18,80
	10,35	17,02	13,30	-21,90
	13,8	22,60	17,30	-23,44
	17,25	28,18	21,31	-24,38
	20,7	33,76	25,32	-25,00
Tarifa bi-horária	3,45	7,58	6,24	-17,69
	6,9	12,99	10,42	-19,81
	10,35	18,42	14,60	-20,72
	13,8	23,83	18,78	-21,19
	17,25	29,26	22,97	-21,48
	20,7	34,67	27,15	-21,68
Energia activa (EUR/kWh)				
Tarifa simples		0,1099	0,1177	7,06
Tarifa bi-horária	Horas fora de vazío	0,1099	0,1177	7,06
	Horas de vazío	0,0558	0,0710	27,35

A análise dos quadros anteriores permite concluir que a migração dos clientes das tarifas transitórias para as tarifas independentes do uso origina aumentos/reduções diferenciados nos termos de potência e reduções/aumentos diferenciados nos termos de energia de uma mesma tarifa, o que conduz a uma modificação da estrutura de pagamentos interna a determinadas tarifas e opções tarifárias. Em algumas opções tarifárias transitórias a variação tarifária verificada é nula, pois as opções em causa já apresentam preços idênticos aos da nova tarifa.

Na maioria das opções tarifárias as variações de preços são acentuadas, revelando que os impactes na facturação de cada cliente podem ser muito diferenciados.

ANÁLISE DE IMPACTES TARIFÁRIOS POR OPÇÃO TARIFÁRIA

Com base na informação relativa aos consumos de energia eléctrica verificados durante o ano de 2007 por cliente e os preços das tarifas para 2008, foram analisados os impactes por cliente resultantes da extinção das opções tarifárias dependentes do uso dado à energia eléctrica. Caracteriza-se e quantifica-se, por gama percentual de impactes e por opção tarifária, o número total de clientes que sofre quer acréscimos quer reduções na facturação anual. As gamas de impactes definidas são de [0%; 2%[, [2%; 5%[, [5%; 10%[, [10%; 15%[e impactes superiores a 15%. Esta análise foi realizada com detalhe do nível de tensão, i.e. para MT, BTE e BTN, quer para a RAA quer para a RAM, tendo sido consideradas potências contratadas até 2.3 kVA, em baixa tensão normal (BTN). São apresentados igualmente os respectivos consumos de energia, por gama de impactes, associados quer aos acréscimos, quer às reduções tarifárias.

Nos quadros seguintes são apresentados os impactes tarifários por cliente e respectiva energia associada, que se verificariam no caso de extinção das tarifas transitórias na RAA.

Avaliação dos impactes da extinção das opções transitórias por cliente na RAA

Opção Tarifária	Reduções Tarifárias					Acréscimos Tarifários					N. de Clientes
	<= -15%]-15%;-10%]]-10%;-5%]]-5%;-2%]]-2%;0%]	[0%;2%[[2%;5%[[5%;10%[[10%;15%[>=15%	
	MT Organismos	-	-	3	91	47	-	-	-	-	
MT Outros Consumidores	-	-	-	54	99	9	-	-	-	-	-
BTE Organismos	-	-	-	9	16	5	2	1	-	-	-
BTE Outros Consumidores	-	-	-	-	78	7	2	-	-	-	-
BTN > Organismos	1	-	5	36	74	53	60	51	35	72	-
BTN > Outros Consumidores	1	-	4	65	240	478	528	418	235	412	-
BTN < Bi-horária Organismos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BTN < Simples Organismos	-	-	-	296	389	124	51	2	-	-	-

Energia associada aos impactes resultantes da extinção das opções transitórias na RAA

Opção Tarifária	Reduções Tarifárias					Acréscimos Tarifários					MWh/ano
	<= -15%]-15%;-10%]]-10%;-5%]]-5%;-2%]]-2%;0%]	[0%;2%[[2%;5%[[5%;10%[[10%;15%[>=15%	
	MT Organismos	-	-	281	63 551	5 237	-	-	-	-	
MT Outros Consumidores	-	-	-	27 177	36 312	498	-	-	-	-	-
BTE Organismos	-	-	-	1 211	1 974	176	45	2	-	-	-
BTE Outros Consumidores	-	-	-	-	15 842	474	7	-	-	-	-
BTN > Organismos	7	-	548	2 241	3 184	1 506	1 300	665	358	286	-
BTN > Outros Consumidores	15	-	199	3 983	13 622	21 364	14 470	5 658	1 809	1 290	-
BTN < Bi-horária Organismos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BTN < Simples Organismos	-	-	-	2 208	1 031	93	13	0	-	-	-

Nos quadros seguintes são apresentados os impactes tarifários por cliente e respectiva energia associada, que se verificariam no caso de extinção das tarifas transitórias na RAM.

Avaliação dos impactes da extinção das opções transitórias por cliente na RAM

Opção Tarifária	Reduções Tarifárias					Acréscimos Tarifários					N. de Clientes
	<= -15%]-15%;-10%]]-10%;-5%]]-5%;-2%]]-2%;0%]	[0%;2%[[2%;5%[[5%;10%[[10%;15%[>=15%	
MT 30 kV CU Consumidores Especiais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MT 30 kV MU Consumidores Especiais	-	-	-	-	1	2	-	-	-	-	-
MT 30 kV LU Consumidores Especiais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MT 6,6 kV CU Consumidores Especiais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
MT 6,6 kV MU Consumidores Especiais	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
MT 6,6 kV LU Consumidores Especiais	-	3	3	5	6	10	28	14	4	-	-
BTE MU Consumidores Especiais	-	-	-	-	-	-	3	70	20	39	-
BTE LU Consumidores Especiais	-	-	-	1	3	6	-	-	-	-	-
BTN > Simples Consumidores Especiais	20	4	5	2	1	1	2	1	1	2	-
BTN > MU Consumidores Especiais	48	10	17	12	8	9	16	17	-	-	-
BTN > LU Consumidores Especiais	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
BTN < Bi-horária Consumidores Especiais	2	1	2	2	1	1	3	12	1	-	-
BTN < Simples Consumidores Especiais	101	77	83	49	38	42	70	8	-	-	-

Energia associada aos impactes resultantes da extinção das opções transitórias na RAM

Opção Tarifária	Reduções Tarifárias					Acréscimos Tarifários					MWh/ano
	<= -15%]-15%;-10%]]-10%;-5%]]-5%;-2%]]-2%;0%]	[0%;2%[[2%;5%[[5%;10%[[10%;15%[>=15%	
MT 30 kV CU Consumidores Especiais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MT 30 kV MU Consumidores Especiais	-	-	-	-	4	420	-	-	-	-	-
MT 30 kV LU Consumidores Especiais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MT 6,6 kV CU Consumidores Especiais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	277
MT 6,6 kV MU Consumidores Especiais	-	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-
MT 6,6 kV LU Consumidores Especiais	-	41	110	464	1 140	2 599	28 100	11 790	3 877	-	-
BTE MU Consumidores Especiais	-	-	-	-	-	-	442	15 640	2 011	2 023	-
BTE LU Consumidores Especiais	-	-	-	1	255	872	-	-	-	-	-
BTN > Simples Consumidores Especiais	0	231	353	134	49	80	95	98	38	197	-
BTE > MU Consumidores Especiais	0	235	478	492	396	480	1 257	1 730	-	-	-
BTE > LU Consumidores Especiais	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
BTN < Bi-horária Consumidores Especiais	0	2	4	8	4	8	51	447	48	-	-
BTN < Simples Consumidores Especiais	0	69	148	164	204	314	680	260	-	-	-

Importa referir que nas opções tarifárias da RAM aplicáveis aos consumidores não domésticos os impactes tarifários podem ser significativos para os fornecimentos bi-horários. Esta conclusão é suportada pela análise das variações de preços apresentadas em quadro anterior.