

**COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO
TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS
PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2017”**

Dezembro 2016

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

Nos termos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração (CA) da ERSE submeteu a parecer do Conselho Tarifário (CT), no dia 14 de outubro de 2016, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017” e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de novembro de 2016.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, o CA da ERSE aprova até 15 de dezembro de 2016 as tarifas e preços de energia elétrica para 2017.

As decisões tomadas no processo de aprovação das tarifas e preços são devidamente justificadas através do documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017” e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

No presente documento apresentam-se os comentários do CA da ERSE aos comentários e recomendações constantes do parecer do CT.

I

GENERALIDADE

IA - COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

O exercício de comunicação de variações tarifárias requer algum esforço de simplificação, pela quantidade elevada de variações que podem ser comunicadas e pela confusão que tal pode gerar. Deste modo, a ERSE tem optado por incluir no comunicado de tarifas, informação sobre as variações das tarifas de venda a clientes finais do comercializador de último recurso que aprova. Reconhece-se a pertinência dos comentários do CT, não se ignorando que esta é uma informação que abrange cada vez menos consumidores em Portugal continental, dada a crescente relevância do mercado liberalizado.

No que se refere aos impactes nos consumidores do mercado livre, a variação de preço que irão observar depende quer das tarifas de acesso às redes, quer da componente de energia que é acordada livremente entre os consumidores e o seu comercializador de mercado. A comunicação das variações das tarifas de acesso às redes pode induzir em erro estes consumidores, por não ser essa a variação de preço que irão observar. Por exemplo, para a situação em apreço a variação tarifária anunciada, 1,2%, que coincide com a variação nas tarifas de venda a clientes finais aditivas (que correspondem à melhor expectativa de preços do mercado livre), resulta de um acréscimo das tarifas de acesso às redes de 4,7% e de um decréscimo do preço de energia de -5,3%. Estas duas últimas variações tarifárias (acesso às redes e energia) contribuem, por um lado, para um acréscimo de 3,0% no preço final (acesso às redes) e por outro lado, para um decréscimo de -1,8% no preço final (energia), que somados resultam no valor global final de 1,2%.

Independentemente da informação que a ERSE decide incluir no seu comunicado de tarifas, toda a informação solicitada pelo CT se encontra disponível no sumário executivo no documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017”. Na documentação que justifica e suporta a aprovação das tarifas é apresentada toda a informação que permite a todos os interessados ter informação adicional e reproduzir o processo de cálculo das tarifas conferindo robustez, credibilidade e transparência a todo o processo.

I B - APRESENTAÇÃO DA PROPOSTA E ORGANIZAÇÃO DA DOCUMENTAÇÃO

O documento justificativo das tarifas e preços publicado pela ERSE é uma peça central na fundamentação da decisão de tarifas e preços, que se concretiza na Diretiva anual de tarifas. A ERSE considera que este documento tem de apresentar um detalhe elevado, imprescindível na compreensão e justificação legal da decisão. A estrutura existente apresenta a informação numa lógica da compreensão do geral para o particular. Ou seja, após a apresentação das linhas mais gerais da decisão, são apresentados os pressupostos da decisão tarifária (designadamente os proveitos das atividades) e seguidamente o resultado do exercício tarifário, considerando a estrutura definida regulamentarmente. Todavia, e como já afirmado, a ERSE tomou boa nota do comentário e compromete-se a analisar a apresentação da proposta e a melhorar a sua organização.

Neste exercício será objetivo da ERSE tornar o documento mais acessível, evitar repetições de informação e garantindo a consistência da apresentação dos valores. Importa ainda sublinhar que a inovação traz riscos que são naturais nos processos de mudança. Ou seja, o atual documento obedece a uma linha de pensamento e hierarquização de assuntos cuja alteração implicará também um esforço de adaptação dos leitores interessados desta documentação.

I C - DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DA DÍVIDA

Como já foi anteriormente referido ao Conselho Tarifário da ERSE, os aspetos associados à sustentabilidade do Sistema Elétrico Nacional, designadamente as perspetivas de evolução da dívida tarifária num horizonte de médio e longo prazo, são acompanhados pelo regulador. Este acompanhamento distingue-se da definição de um qualquer prazo para a eliminação desta dívida, dado esta circunstância depender em grande parte da evolução dos custos de interesse económico geral (CIEG), que estão fora das competências da ERSE. Por estes motivos e por ser uma matéria que tem sido tratada no quadro da política energética, especialmente desde o Programa de Assistência Financeira que terminou em 2014, o Conselho de Administração da ERSE remete para o Governo a eventual divulgação de informação adicional sobre a sustentabilidade do SEN.

Ainda assim importa assinalar os sinais positivos para a sustentabilidade da dívida tarifária decorrentes da diminuição perspetivada da dívida tarifária para 2017, reforçando a tendência iniciada no ano anterior.

I D-INTERRUPTIBILIDADE

Conforme referido pelo Conselho Tarifário da ERSE, as disposições transitórias (artigo 3.º) da Portaria n.º 268-A/2016, de 11 de outubro, apontam para uma alteração do atual modelo de prestação do serviço de interruptibilidade no sentido de promover a concorrência e ajustar o regime ao MIBEL. Esta alteração deverá implicar uma redução global de custos, mantendo-se inalterada a vertente de segurança de abastecimento associada a este serviço.

O diploma prevê a participação da ERSE através de um parecer à proposta da DGEG para alteração do regime de interruptibilidade, não se conhecendo na presente data outros elementos que permitam inferir o impacto das referidas alterações nos custos de interruptibilidade do ano de 2017. Neste contexto, as previsões dos custos com interruptibilidade incluída quer na proposta tarifária de 15 de outubro, quer nas tarifas publicadas a 15 de dezembro, não refletem futuras alterações do regime legal aplicável à interruptibilidade. Deste modo, eventuais alterações com a interruptibilidade de 2017 serão refletidas nos preços a pagar pelos consumidores por via dos ajustamentos a repercutir em exercícios tarifários seguintes.

I E - RENDAS DE CONCESSÃO EM BT DOS MUNICÍPIOS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O Conselho de Administração da ERSE entende a necessidade levantada pelo Conselho Tarifário da ERSE de identificar de forma autónoma os valores das rendas de concessão em BT dos municípios das Regiões Autónomas nos Custos de Interesse Económico Gerais, pelo que seguirá esta recomendação. No entanto, existem algumas particularidades associadas ao mecanismo de convergência tarifária que importa esclarecer e que de seguida se expõem.

Os proveitos permitidos da EDA e da EEM incluem ao nível da atividade de distribuição, as rendas de concessão pagas aos municípios das Regiões Autónomas. Uma parte destes proveitos é recuperado através do mecanismo de convergência tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas, materializado na componente de “Sobrecusto das Regiões Autónomas”, que constitui uma das naturezas dos CIEG, apresentadas nos mapas dos documentos de proveitos e de tarifas, elaborados pela ERSE, que evidenciam a repartição dos CIEG.

Este sobrecusto inclui uma parte das rendas de concessão a pagar, pela EDA e pela EEM, aos municípios das Regiões Autónomas, não sendo possível identificar de forma exata quais os montantes que são recuperados através do mecanismo de convergência tarifária e constantes da parcela de “Sobrecusto das Regiões Autónomas”. Estes montantes corresponderão à parte das rendas de concessão que gera um sobrecusto nas regiões Autónomas, face aos correspondentes custos existentes no Continente.

I F - PREPARAÇÃO DO NOVO PERÍODO REGULATÓRIO

A avaliação do desempenho das várias atividades reguladas do sector elétrico é bastante relevante para o Conselho de Administração da ERSE, designadamente nos momentos que antecedem um novo período regulatório. Esta avaliação permite averiguar os motivos que possam justificar o cumprimento, ou não, dos objetivos traçados para o período de regulação, em grande parte assentes na promoção da eficiência económica em sentido amplo, isto é, na garantia de que as empresas desenvolvem as obrigações que lhes são cometidas a um custo mínimo para os consumidores. Esse exercício permite avaliar a eficácia das metodologias regulatórias adotadas nos períodos regulatórios anteriores, levando a equacionar, se necessário a sua revisão.

As análises e as conclusões que dela se retiram são divulgadas nos documentos que acompanham as tarifas e os parâmetros para os novos períodos regulatórios. Neste particular, podem ser destacados dois documentos, o documento que define e justifica os parâmetros para o novo período regulatório, que neste período regulatório intitulou-se “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, e o documento que apresenta a evolução do desempenho das empresas nos últimos períodos regulatórios para um conjunto de fatores associados ao nível de ativos, aos custos de exploração e à rentabilidade da atividade, com o título “Análise de Desempenho das Empresas Reguladas do Setor”.

Num contexto em que o setor elétrico enfrenta novos desafios, tanto em termos técnicos como organizacionais, a avaliação do desempenho das empresas e da eficácia das metodologias regulatórias é ainda mais premente, pelo que o Conselho de Administração da ERSE toma boa nota da recomendação do Conselho de Tarifário da ERSE, e reforçará as práticas de monitorização e divulgação das respetivas conclusões que foram seguidas até à data.

Tomamos boa nota do comentário do Conselho Tarifário relativo aos planos de investimento. A informação relativa a projetos de investimento nas redes de transporte e nas redes de distribuição, em Portugal continental e nas regiões autónomas, é objeto do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, o qual que será objeto de revisão em 2017. Nesse sentido, o tema será analisado e discutido em sede da referida revisão.

No âmbito da revisão regulamentar do Setor Elétrico estão atualmente previstas algumas alterações na estrutura das tarifas de acesso às redes, que serão avaliadas no processo de consulta pública que será efetuada no 1.º semestre de 2017. Estas alterações e a sua forma de implementação serão oportunamente discutidas com todos os interessados no processo de consulta pública. Considera-se que as mesmas dão resposta aos desafios tão bem identificados pelo Conselho tarifário no seu parecer, a saber:

- De modo a simplificar a estrutura das tarifas e facilitar a perceção dos sinais preço pelos consumidores de energia elétrica, justifica-se preparar a transferência do preço de potência em horas de ponta para a componente de preço de energia ativa em horas de ponta, à semelhança do que já existe nas tarifas de acesso às redes em BTN. Pretende-se com esta alteração no

Regulamento Tarifário obter (i) uma simplificação da atual estrutura tarifária para o cliente; (ii) uma harmonização da estrutura tarifária entre Portugal e Espanha, assim como no contexto do mercado interno de energia; e (iii) uma maior aderência das tarifas de acesso às redes aos custos de redes, através da introdução de uma maior sazonalidade nos preços.

- Atualmente o Regulamento Tarifário prevê para os níveis de tensão MAT, AT e MT a existência de 4 períodos horários distintos, distribuídos por 4 trimestres. Para BTE e BTN> o Regulamento Tarifário contempla a existência de 4 e 3 períodos tarifários, respetivamente, sem qualquer diferenciação trimestral. Pretende-se habilitar o Regulamento Tarifário para que as tarifas de acesso às redes em BTE e BTN> passem a ter 4 períodos horários, com diferenciação trimestral, à semelhança do que acontece nos níveis de tensão superiores.
- No âmbito da realização dos projetos piloto para a introdução de tarifas dinâmicas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, em Portugal continental, e dos projetos piloto de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE, nas Regiões Autónomas, pretende-se passar da fase piloto para a implementação de otimizações ao nível da estrutura tarifária, ainda no decorrer do próximo período tarifário, caso os resultados das análises benefício-custo venham a indicar valores positivos. Nas Regiões Autónomas verificou-se que não existia viabilidade económica para a implementação das tarifas dinâmicas, tendo o projeto evoluído para um estudo da reformulação dos atuais períodos tarifários das Tarifas de Venda a Clientes Finais. De igual modo no continente o projeto piloto a implementar integrará para além do teste de tarifas dinâmicas de acesso às redes o teste de tarifas estáticas mais sofisticadas que as atualmente em vigor integrando mais períodos horários e uma maior sazonalidade de preços.

A ERSE acompanha a preocupação expressa pelo CT no que concerne o regime previsto no Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro, permitindo-nos referir que, no quadro das suas competências, a ERSE já por diversas vezes expressou a necessidade de revisão do referido regime jurídico, por manifesta desadequação face ao quadro organizativo atual do setor elétrico.

A apropriação ilícita de energia elétrica e de gás natural gera riscos públicos para a segurança e integridade de pessoas e bens e cria uma injustiça relativa nas condições de acesso e utilização desse serviço público pelos restantes consumidores.

Um funcionamento eficiente dos sistemas nacionais de eletricidade e de gás natural exige assim a existência de normas jurídicas efetivas de combate às práticas fraudulentas. Essas normas deverão conseguir abranger todas as situações de fraude (acompanhando a sofisticação técnica dos mecanismos de apropriação ilícita), pensar os mecanismos de recolha e preservação de prova e prever um regime eficaz e equitativo de responsabilização pela prática de apropriação ilícita de eletricidade e gás natural.

A antiguidade do Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de Outubro, torna necessário que se reflita, à luz da evolução do setor energético e da realidade das práticas fraudulentas dos nossos dias, num novo regime

jurídico aplicável a estas situações. A discussão não se pode resumir às situações de apropriação ilícita de energia elétrica (as únicas previstas atualmente pelo Decreto-Lei n.º 328/90), mas deverá abranger também as práticas fraudulentas relativas ao gás natural.

Reforça-se todavia que a ERSE não dispõe de competências legislativas, as quais são reservadas à Assembleia da República e ao Governo, incumbindo-lhe nos termos estatutários “colaborar com a Assembleia da República e com o Governo na formulação das políticas e dos diplomas respeitantes ao setor energético integrados no âmbito da sua regulação” (vide n.º 3, al. a) do artigo 3.º dos Estatutos da ERSE).

II

ESPECIALIDADE

II A - ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2017

Conforme referido pelo Conselho Tarifário a ERSE procura manter a estabilidade na estrutura das tarifas no decorrer de cada período de regulação, procedendo normalmente a alterações de estrutura apenas no início de cada período de regulação. Deste modo, perspetivando-se o início de um novo período de regulação em 2018 a ERSE irá, em conjunto com os operadores de redes, aprofundar os estudos que têm vindo a ser desenvolvidos.

Em relação aos projetos piloto de tarifas dinâmicas a EDP Distribuição realizou uma análise benefício-custo à implementação de projetos pilotos, análise essa que revelou um benefício líquido positivo. Nos termos do Anexo do Regulamento Tarifário a EDP Distribuição remeteu à ERSE um Plano para a implementação de um projeto piloto, que integrará para além de tarifas dinâmicas de acesso às redes, uma nova tarifa estática mais sofisticada que as atualmente em vigor integrando mais períodos horários e uma maior sazonalidade de preços.

Nas Regiões Autónomas verificou-se que não existia viabilidade económica para a implementação das tarifas dinâmicas, tendo a Empresa de Eletricidade da Madeira e a Empresa de Eletricidade dos Açores apresentado uma proposta de novas opções de tarifas estáticas. Deste modo, o projeto evoluiu para o estudo da reformulação dos atuais períodos tarifários das tarifas de Venda a Clientes Finais.

A ERSE pretende colocar em consulta pública no início de 2017 os referidos projetos piloto, com vista a dar-se início à sua implementação ainda em 2017.

II B - VARIAÇÕES TARIFÁRIAS E AJUSTAMENTOS

A preocupação do Conselho Tarifário da ERSE de garantir que as previsões implícitas no cálculo tarifário se aproximem do verificado é, naturalmente, igualmente uma preocupação do Conselho de Administração da ERSE. Neste sentido, no exercício de cálculo dos proveitos permitidos para cada ano, a ERSE procura efetuar as melhores previsões com base na informação disponível. Contudo, existem vários fatores, de natureza económica, técnica ou até climatéricos, dificilmente prospetiváveis à data de definição das tarifas e que condicionam a adequação das previsões efetuadas aos valores reais ocorridos.

Procurando mitigar os potenciais efeitos de desvios, a ERSE já implementou nas atividades mais sujeitas à volatilidade não previsível de alguns fatores, a sua correção antecipada, através dos ajustamentos provisórios efetuados no ano de cálculo das tarifas (ano t-1), com base nas melhores estimativas disponíveis nesse ano. Contudo, ocorrem sempre desvios a corrigir, decorrentes das diferenças entre os valores definitivos apurados para os proveitos permitidos e as faturações ocorridas, que são corrigidos passados dois anos através do mecanismo de ajustamentos aos proveitos permitidos de t-2, com base na informação real auditada apresentada pelas empresas.

II C - MERCADO LIVRE E MERCADO REGULADO

A ERSE, na formulação das estimativas quanto aos consumos e ao número de consumidores reportado ao mercado livre, utiliza, como sempre, a melhor informação disponível à data da sua publicitação. A proposta de tarifas e preços para 2017 incorporou a informação existente sobre o ritmo de switching entre mercado regulado e mercado livre, extrapolando com base em cenários de maior probabilidade de ocorrência aquela que poderá ser a posição relativa dos dois submercados no fim de 2016 e no fim do ano a que reporta o presente exercício tarifário.

A apresentação da melhor informação disponível, num incontornável exercício de transparência regulatória, não pode confundir-se com a definição dos limiares temporais para a vigência de tarifas transitórias, que é da responsabilidade do legislador.

Importa referir que o documento de “Caraterização da Procura de Energia Elétrica em 2017” já contempla uma análise da tipologia de consumidores no mercado regulado e no mercado liberalizado.

No capítulo 6.2. apresenta-se uma análise dos diagramas de carga para os vários níveis de tensão, para os clientes em mercado regulado. No capítulo 6.3. apresenta-se uma caraterização da potência contratada para os clientes do mercado regulado, em Baixa Tensão Normal (distribuição dos clientes por opção tarifária e por escalão de potência, a distribuição do consumo por opção tarifária e por escalão de potência e a utilização da potência contratada por escalão de potência e opção tarifária). No capítulo 7.2. são efetuadas as mesmas análises, para os clientes no mercado liberalizado.

II D-TARIFAS DE ACESSO

Os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa, do Banco de Portugal e do FMI, sugerem uma evolução moderada da economia portuguesa em 2016 e 2017. As previsões macroeconómicas destas instituições apontam para um abrandamento em 2016 face ao ocorrido em 2015, e inferior ao projetado para a área do Euro pelo Banco Central Europeu. Contudo, para 2017, o Banco de Portugal (BP) e o FMI esperam uma ligeira aceleração do ritmo de crescimento, face às projeções de 2016.

Neste contexto a ERSE estima que para o ano de 2016 os fornecimentos a clientes cresçam apenas cerca de 0,6% face ao ocorrido no ano de 2015, a que corresponderá uma subida de 0,5% no consumo referido à emissão. No referencial da emissão a estimativa da ERSE encontra-se em linha com a da REN (dezembro 2016, +0,6%) e a da EDP (junho 2016, +0,5%). Para 2017, a ERSE assumiu que o crescimento dos fornecimentos a clientes será superior ao estimado para 2016, prevendo um crescimento de 1,5%, a que corresponderá um acréscimo de 1,3% no referencial da emissão, atingindo 49,8 TWh. Esta previsão é mais otimista que as previsões efetuadas pela REN e pela EDP em junho, que apontam para uma estagnação do consumo referido à emissão na ordem de 49,3 TWh.

O Conselho Tarifário da ERSE demonstrou por diversas vezes a sua preocupação relativamente ao peso dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEGs) na tarifa de Uso Global do Sistema.

Esta preocupação tem sido partilhada pelo Conselho de Administração da ERSE desde que estes custos se tornaram materialmente relevantes nas tarifas de energia elétrica. Assim, a ERSE tem procurado informar os agentes quanto aos impactes destes custos, identificando-os e separando-os dos restantes nos documentos que têm acompanhado as tarifas. A sua atuação tem sido igualmente orientada pelas implicações da evolução destes custos para a sustentabilidade do setor elétrico, o que tem levado a ERSE a divulgar o contributo dos CIEGs para a dívida tarifária e para as obrigações que lhe está associada no médio e longo prazo e que condicionarão a evolução futura das tarifas. De uma forma mais genérica, o Conselho de Administração da ERSE tem procurado transmitir a mensagem junto dos diversos agentes que o controlo destes custos, que têm um carácter iminente fixo, é por demais necessário para a sustentabilidade económica do sistema a longo prazo, designadamente num contexto de estagnação ou mesmo de redução da procura de energia elétrica como a que se vive atualmente. Neste contexto, e como este tema ainda condiciona a sustentabilidade do sistema elétrico nacional, o Conselho de Administração da ERSE continuará a apoiar todas as medidas que visam diminuir o impacte tarifário dos CIEG tanto no curto, como no médio e longo prazo, no quadro restrito das competências da ERSE nesta matéria.

II E- FUNDO DE SUSTENTABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO

O Conselho de Administração da ERSE toma boa nota das propostas do Conselho Tarifário da ERSE (CT) relativas ao tratamento a dar às transferências para o Setor Elétrico Nacional (SEN) do Fundo de

Sustentabilidade do Sistema Elétrico (FSSSE), assim como das recomendações do CT para que a ERSE envie junto das autoridades competentes as diligências necessárias para garantir as transferências deste fundo para o setor elétrico, nos termos da legislação em vigor.

Relativamente aos efeitos das transferências do FSSSE para o SEN no processo de cálculo tarifário para 2017, importa referir que, ao contrário do verificado nos anos anteriores, este ano as transferências do FSSSE não têm impacte tarifário. Esta situação resulta dos efeitos em sentidos opostos mas de dimensões iguais, por um lado, dos proveitos permitidos da entidade concessionária da RNT dos montantes não transferidos pelo FSSSE no decorrer do ano de 2015 e, por outro lado, da dedução aos proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de UGS em 2017 dos montantes a transferir por este fundo para a entidade concessionária da RNT. Estes fluxos são calculados nos termos do artigo 86.º do Regulamento Tarifário em vigor. Importa registar que qualquer transferência efetuada em 2016 pelo FSSSE para a entidade concessionária da RNT não terá impactes tarifários, porque o Regulamento Tarifário em vigor não contempla o cálculo de ajustamentos no ano t-1, situação que poderá ser alterada com a revisão regulamentar do próximo período regulatório. Uma eventual alteração regulamentar desta natureza poderá, contudo, não se revelar tão eficaz quanto esperado, visto não haver coincidência entre os prazos que enquadram o processo tarifário e os prazos para a liquidação da CESE.

A opção por uma abordagem prudente no que concerne às transferências do FSSSE por parte do Conselho de Administração da ERSE resulta da dificuldade em interpretar a redução dos montantes afetos ao FSSSE no Orçamento de Estado de 2016 face aos montantes apresentados no Orçamento de Estado de 2015, que se repetiu no orçamento de Estado do próximo ano. Esta evolução não reflete a manutenção da taxa da CESE de 0,85% que incide sobre os ativos das empresas que contribuem para o financiamento do FSSSE alocado ao SEN e também não se pode justificar pela evolução do valor desses ativos. Registe-se que, à semelhança do verificado no Orçamento de Estado do ano anterior, o Orçamento de Estado para 2017 não esclarece os motivos que justificam o menor valor alocado ao FSSSE face ao valor apresentado em 2015. De registar ainda que após 2015, os mapas dos orçamentos de estado não fazem qualquer referência específica à CESE que incide sobre os contratos *Take or Pay* e também não refletem os montantes de CESE que faltam ainda ser pagos pelas empresas relativos a anos anteriores.

Assim, a evolução conhecida até à data tanto do quadro legal, como dos pagamentos dos montantes da CESE em falta apontariam para um reforço e não para uma diminuição do montante alocado ao FSSSE no Orçamento de Estado de 2017 face aos montantes referidos nos Orçamentos de Estado anteriores. Nesse quadro, ficam em aberto as razões para a redução do montante previsto para o FSSSE face ao que constava nos mapas dos Orçamentos de Estado de 2014 e de 2015.

Neste contexto de incerteza quanto ao tratamento que está a ser dado aos montantes associados ao FSSSE, a ERSE optou assim por garantir que nas tarifas de 2017 esses montantes sejam neutros.

Esta opção será acompanhada da solicitação por parte da ERSE às autoridades competentes de esclarecimentos necessários relativos à aplicação da CESE e às transferências do FSSSE.

II F - OPERADORES DE REDE EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO

A ERSE, a respeito do comentário formulado sobre a aquisição de energia elétrica por parte dos distribuidores exclusivamente em BT, não pode deixar de precisar que aos operadores de rede considerados como tal não podem atribuir-se responsabilidades de comercialização de energia elétrica. Esta aparente confusão pode fundar-se na cumulação das atividades de distribuição, de comercialização de último recurso e de comercialização em regime livre. Esta situação, que abrange a generalidade das entidades que atuam como operadores de rede exclusivamente em BT, não prejudica, nem poderia, que na sua qualidade de comercializador, esta entidade possa aprovisionar-se de eletricidade em modalidade diferente da celebração de contrato de fornecimento com outro comercializador.

A preocupação manifestada pelos operadores de rede exclusivamente em BT não considera o conjunto dos pressupostos associados à decisão tarifária da ERSE. Ou seja, a variação do preço de venda a clientes finais a praticar pelos CUR_{BT} reflete o incremento das tarifas de acesso e também a previsão de diminuição do preço da energia no valor de -5,3%. Assim, verificando-se estes pressupostos o valor da TVCF será adequado a garantir o equilíbrio económico-financeiro dos operadores da rede de distribuição.

Importa contudo sublinhar que o RRC contempla diversas modalidades de faturação entre o ORD_{AT/MT} e o ORD exclusivamente em BT, as quais permitem que o ORD_{BT} seja imune às variações tarifárias do acesso à rede a montante e ao preço da energia, no pressuposto que tem um desempenho eficiente igual ou superior ao operador da rede a montante. Em concreto, nos termos do artigo 64.º, n.º 3 do RRC, os ORD_{BT} têm direito à diferença entre a faturação da TVCF_{BTN} e a faturação resultante da aplicação das tarifas de energia, Uso da Rede de Distribuição em BT e Comercialização em BT, considerando as quantidades medidas nos pontos de entrega em BT.

Sublinhamos ainda que o Regulamento Tarifário estabelece no artigo 194.º um procedimento próprio por forma a garantir os pressupostos regulatórios nas concessões de distribuição, o qual pode ser acionado se o equilíbrio económico-financeiro de um concessionário de distribuição em BT não estiver assegurado.

II G – CUR – COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

À luz da garantia do equilíbrio económico-financeiro do comercializador de último recurso, o Conselho Tarifário da ERSE solicita a fundamentação da manutenção na rubrica de custos não controláveis desta empresa do montante de 1,5 milhões de euros. O Conselho de Administração da ERSE partilha a preocupação demonstrada pelo Conselho Tarifário da ERSE. A mesma justificou que, na revisão regulamentar que precedeu o atual período regulatório, se tenha reconhecido a existência de custos de carácter extraordinário e não controlável decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da

carteira de clientes da EDP SU, subjacentes ao processo de extinção de tarifas. Para esse efeito, adotou-se a possibilidade dos proveitos permitidos da empresa incluírem uma componente de custos não controláveis, que é analisada e calculada numa base anual devendo apenas ser considerada quando justificável.

Esta análise foi efetuada num contexto de redução da atividade do comercializador de último recurso, tendo equacionado vários vetores, nomeadamente: i) a evolução observada dos custos não controláveis da EDP, SU, eventualmente, associada à evolução do processo de redução da sua atividade, ii) a manutenção de um padrão regulatório exigente em termos de eficiência operacional e iii) a partilha de ganhos de eficiência entre os clientes e a empresa.

A decisão do Conselho de Administração da ERSE ponderou estes três fatores, no quadro do desempenho financeiro da empresa medido pelo seu EBIT¹, que foi verificado nos últimos anos e previsto pela empresa para os próximos anos. Registe-se que a EDP, SU apresentou resultados marcadamente positivos em termos de EBIT nos últimos anos, apesar de ter tido no passado previsões em sentido contrário para esses anos. Refira-se igualmente que este ano a EDP, SU voltou a apresentar previsões negativas em termos de EBIT.

Neste contexto de aparente estabilidade do desempenho da atividade de comercialização, a ERSE entendeu que no cálculo das tarifas para 2017, os custos não controláveis da empresa deveriam manter-se iguais aos valores implícitos no processo tarifário do ano anterior.

II H-TARIFA SOCIAL

O desconto social a aplicar às tarifas de venda a clientes finais coincide com o desconto nas tarifas sociais de acesso às redes, sendo comum para Portugal continental e para as Regiões Autónomas. Preferencialmente o desconto incide no preço de potência contratada em €/kVA de modo a promover-se uma utilização racional de energia, conforme indicado pelo Conselho Tarifário.

As tarifas de acesso às redes não estão sujeitas a qualquer mecanismo de atenuação de variações tarifárias por termo tarifário. Deste modo, a aplicação de todo o desconto possível no termo de potência contratada conduziria a variações na tarifa social de venda a clientes finais do CUR, preço a preço, muito acima da variação média, 1,2%.

Tendo em atenção o exposto, e por forma a proteger os interesses dos consumidores vulneráveis quanto a variações acentuadas de preços, foi também adotada, no cálculo das tarifas sociais de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso, a mitigação das variações tarifárias atualmente seguida no

¹ EBIT representa o resultado líquido do exercício excluindo o efeito dos impostos sobre os lucros e dos resultados financeiros

cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso pela aplicação do Mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas previsto no artigo 147.º do Regulamento Tarifário. Assim, a determinação dos descontos das tarifas sociais em 2017 foi efetuada mitigando-se variações tarifárias diferenciadas por termo tarifário nas tarifas sociais de venda a clientes finais.

Nestas circunstâncias o desconto resultante a aplicar nas tarifas sociais de acesso às redes adotado no desenho das tarifas sociais de venda a clientes finais a aplicar por todos os comercializadores foi determinado, por um lado, limitando-se acréscimos tarifários diferenciados por termo tarifário e por cliente nas tarifas sociais de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso e, por outro lado, garantindo a incidência do desconto preferencialmente nos preços de potência contratada em €/kVA de modo a promover-se uma utilização racional de energia. O desconto é idêntico para todas as opções tarifárias e escalões de potência, de modo a manter-se a racionalidade entre os diversos preços de potência contratada das várias opções tarifárias e escalões de potência.

III - PREÇO DOS OUTROS SERVIÇOS

A respeito das considerações efetuadas sobre os preços dos serviços regulados, cabe esclarecer que é genericamente uma obrigação das empresas a apresentação de propostas fundamentadas para os mesmos, cabendo à ERSE a ponderação dos diferentes argumentos na formulação da proposta de preços e tarifas para cada exercício tarifário. Nesta ponderação, a ERSE procura salvaguardar, antes do mais, a adequação entre os preços a praticar e os custos incorridos com cada tarefa específica, de modo a evitar subsidiação cruzada e distorções no funcionamento integrado do setor. Esta preocupação seguida pela ERSE é, em determinadas situações, concretizável com algum grau de especificidade dos termos utilizados entre empresas e /ou entre as Regiões Autónomas e o Continente.

II J - QUALIDADE DE SERVIÇO

As características da rede elétrica, maioritariamente rede aérea, conduzem a uma volatilidade natural, dependente das condições meteorológicas. A qualidade de serviço sentida pelos clientes é afetada por esta volatilidade, sendo importante que os indicadores de continuidade de serviço a reflitam. Apesar de já terem sido atingidos em Portugal níveis de continuidade de serviço satisfatórios, designadamente quando comparados com a média europeia, a ERSE considera fundamental assegurar a manutenção dos níveis atuais da qualidade do serviço, focando-se na redução das assimetrias entre zonas e melhorando a qualidade prestada aos clientes pior servidos.

No que se refere ao tipo de indicadores utilizados na caracterização da continuidade de serviço, a ERSE tem vindo a utilizar os indicadores internacionais, que facilitem análises comparativas entre redes. Para além dos indicadores por ponto de entrega, existem indicadores como o TIEPI ou a END que têm em consideração a “dimensão” do ponto de entrega, ou seja, a potência associada a cada ponto de entrega.