

**COMENTÁRIOS AO PARECER DO CONSELHO
TARIFÁRIO À “PROPOSTA DE TARIFAS E PREÇOS
PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS
SERVIÇOS EM 2018 E PARÂMETROS PARA O
PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020”**

Dezembro 2017

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) da ERSE, no dia 13 de outubro de 2017, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020” e os respetivos documentos justificativos complementares, tendo o CT emitido o seu parecer a 15 de novembro de 2017.

Após a análise do referido parecer, tomando em consideração os comentários e sugestões nele apresentados, assim como os comentários das demais entidades consultadas, da ERSE aprova até 15 de dezembro de 2017 as tarifas e preços de energia elétrica para 2018 e os parâmetros para o período de regulação 2018-2020.

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 2018 e parâmetros para o período de regulação 2018-2020” e respetivos documentos complementares, sendo os mesmos divulgados na página de internet da ERSE, acompanhados pelo parecer do CT da ERSE e dos comentários da ERSE sobre o mesmo.

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

I

GENERALIDADE

I A - COMUNICAÇÃO DOS IMPACTOS TARIFÁRIOS

Na comunicação dos impactos tarifários a ERSE apresentou, este ano, informação sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais, aplicáveis aos consumidores fornecidos pelos comercializadores de último recurso, sobre as tarifas sociais de venda a clientes finais, aplicáveis aos consumidores vulneráveis em Baixa Tensão Normal (BTN), e sobre as tarifas de acesso às redes, aplicáveis a todos os consumidores.

Adicionalmente, devido ao elevado peso que os custos de política energética e interesse económico geral (CIEGs) assumem hoje nas tarifas de acesso às redes, considerou relevante fornecer informação sobre a variação das tarifas que compõem as tarifas de acesso às redes. Assim, foi destacada a variação da tarifa de uso global do sistema (fundamentalmente condicionada pelos CIEGs) e a variação das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE).

No que concerne à variação das tarifas transitórias de venda a clientes finais referida no comunicado, esta é uma variação média para Portugal, integrando as regiões autónomas. Em qualquer uma destas regiões a variação tarifária na BTN é também de -0,2%.

I B - Evolução dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG)

A ERSE regista os comentários do CT em relação à evolução dos custos de interesse económico geral (CIEG). Tal como referido em ocasiões anteriores, a evolução dos CIEG está fora das competências da ERSE, dependendo das decisões tomadas pelo Governo no quadro da política energética nacional. Ainda assim, importa referir que todos os aspetos associados a esta evolução para a sustentabilidade do setor são acompanhados de perto pelo Regulador, sendo que as potenciais consequências associadas às obrigações relativas ao pagamento desses custos pelo SEN são divulgadas pela ERSE nos documentos e *fora* adequados.

Relativamente à trajetória futura esperada dos CIEG, a ERSE remete para o Governo a eventual divulgação de informação adicional sobre estes temas.

I C - Interruptibilidade

A ERSE desconhece alterações para além daquelas implementadas pela Portaria nº 268-A/2016, ao abrigo da qual a ERSE tomou conhecimento e participou em testes de verificação da disponibilidade das instalações que prestam o serviço de interruptibilidade. Destes testes resultaram incumprimento por parte de algumas instalações não tendo, contudo, o impacto económico sido muito significativos.

Atendendo a este enquadramento, a ERSE reviu ligeiramente em baixa o valor da interruptibilidade e terá em consideração no cálculo tarifário os impactos provenientes das alterações ao regime da interruptibilidade assim que sejam concretizadas.

I D - Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE)

A ERSE acolhe positivamente a proposta do CT para que sejam envidadas junto das autoridades competentes as diligências necessárias para garantir as transferências do Fundo de Sustentabilidade do Sistema Elétrico (FSSSE) para o Setor Elétrico Nacional (SEN) reforçando, no entanto, que tais diligências tem sido realizadas de forma persistente e sem resultados. De todo o modo, a ERSE continuará a desenvolver, dentro das suas atribuições, as ações necessárias para assegurar que sejam transferidas do FSSSE os montantes devidos ao SEN, em especial serão solicitadas às autoridades competentes esclarecimentos relativos à aplicação da CESE e às transferências do FSSSE.

Todavia, esta posição não pode condicionar a devida prudência tarifária, pelo que as previsões de recebimento por parte do SEN das verbas do FSSSE não poderão alhear-se do facto das transferências do FSSSE para o SEN observadas até à data serem residuais, face aos montantes em questão.

Nesse sentido, a opção pela não inclusão nas tarifas para 2018 de verbas do FSSSE constitui uma abordagem prudente. Esta abordagem em nada altera a interpretação da ERSE de que o SEN é atualmente credor do FSSSE, nem altera as suas legítimas expectativas quanto às futuras transferências de montantes de CESE desse fundo para o SEN, que serão posteriormente consideradas para efeitos tarifários no cálculo dos ajustamentos finais. Dito do outro modo, qualquer montante transferido do FSSSE para o SEN será, naturalmente, deduzido, acrescido de juros, às tarifas calculadas no ano seguinte ao da transferência.

I E - DÍVIDA TARIFÁRIA E SERVIÇO DA DÍVIDA

Nada a referir

I F - IMPLEMENTAÇÃO DO NOVO PERÍODO REGULATÓRIO

No que respeita à tarifa social, a ERSE genericamente concorda com o princípio que os descontos devem incidir sobre a componente da potência contratada pois isso constituiu um mecanismo de fomento à utilização eficiente de energia.

Não obstante o exposto, a alteração que a ERSE propôs no âmbito da revisão regulamentar visa também dar resposta a outra necessidade. Em concreto visa proteger os consumidores vulneráveis relativamente a variações tarifárias muito acentuadas, de resto, em linha com os princípios tarifários previstos no artigo 61.º, n.º 1, al. e) e f) do Decreto-lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro. Esta alteração teve por objetivo mitigar as variações tarifárias diferenciadas por termo tarifário nas tarifas sociais de venda a clientes finais e nas tarifas sociais de acesso às redes. Este mecanismo já é aplicável no cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso.

Assim sendo, no cálculo da tarifa social os descontos incidem fundamentalmente na componente de potência contratada e adicionalmente são mitigados os acréscimos observados em cada um dos preços, quer das tarifas sociais de acesso às redes, quer das tarifas sociais de venda a clientes finais.

I G - RECOMENDAÇÕES ANTERIORES DO CT DA ERSE

Nos trabalhos que antecedem um novo período regulatório, a ERSE procede à avaliação do desempenho das empresas reguladas. Esta prática foi seguida para a preparação do período regulatório que se inicia em 2018, abrangendo um período de 3 períodos regulatório completos (2006-2008, 2009-2011, 2012-2014) e dos dois primeiros anos do período regulatório 2015-2017 (anos de 2015 e 2016). Assim, é possível aferir ao longo de 11 anos a evolução das atividades reguladas do Setor Elétrico. As conclusões

extraídas desta análise prévia são tidas em conta pela ERSE na definição das metodologias regulatórias e dos parâmetros a aplicar às empresas no novo período regulatório.

II

ESPECIALIDADE

II A - ESTRUTURA TARIFÁRIA DO SETOR ELÉTRICO EM 2018

Para além das alterações à estrutura tarifária já introduzidas na atual proposta, e reconhecidas no ponto II.A do capítulo da Especialidade do Parecer do Conselho Tarifário, a ERSE prepara-se para dar início à realização dos projetos-piloto relativos ao aperfeiçoamento da estrutura tarifária e à introdução de tarifas dinâmicas. A ERSE prevê, em breve, aprovar uma deliberação sobre os projetos-piloto a realizar em Portugal Continental de forma a poder iniciar os mesmos na primeira metade de 2018. A deliberação relativa aos projetos-piloto a realizar nas regiões autónomas irá ocorrer já em 2018. No entanto, realça-se que a informação recolhida no âmbito dos projetos-piloto permitiu, desde já, estabelecer um ciclo semanal em BTN nas Regiões Autónomas, conforme identificado em Pareceres anteriores do Conselho Tarifário.

Sublinha-se que os projetos-piloto mencionados visam melhorar a aderência da atual estrutura tarifária à estrutura de custos do setor elétrico, de forma a incentivar uma utilização mais eficiente por parte dos consumidores. Em particular, o projeto-piloto que testa a introdução de uma tarifa dinâmica no acesso às redes em Portugal Continental visa melhorar a identificação dos períodos críticos em termos de utilização das redes elétricas, ao definir esses períodos com uma antecedência de poucos dias, o que permite ter melhor informação sobre o consumo expectável e a produção intermitente das energias renováveis em determinado momento.

II B – ADITIVIDADE TARIFÁRIA

A variação das tarifas de Acesso às Redes depende, por um lado, das variações das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE) e por outro lado, da variação da tarifa de uso global do sistema, fundamentalmente condicionada pelos custos de política energética e interesse económico geral (CIEGs).

As variações tarifárias no acesso às redes são muito diversas em resultado dos efeitos da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, que estabelece os critérios para a repercussão diferenciada dos custos decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral na tarifa de Uso Global do Sistema. As disposições estabelecidas nessa Portaria impõem a alocação dos CIEG a determinadas variáveis de faturação, situação que impacta diretamente nas variações observadas pelos vários termos tarifários que compõem as tarifas de acesso às redes, condicionando a estrutura tarifária e sujeitando-a a alterações de um ano para o outro.

Em contrapartida, na determinação das tarifas transitórias de venda a clientes finais, as variações por termo tarifário são mitigadas no quadro da aplicação do mecanismo de convergência para tarifas aditivas, de modo a acautelarem-se os interesses dos consumidores no que respeita a impactes tarifários muito diferenciados por cliente. Esta mitigação de variações é efetuada por termo tarifário, sendo que, por tipo de fornecimento ou nível de tensão, se assegura a igualdade de preços médios entre as tarifas transitórias e as tarifas de referência ou aditivas que representam a melhor expectativa para os preços no mercado retalhista.

Assim sendo, a incoerência referida pelo CT de tarifas transitórias de venda a clientes finais com valores de potência contratada inferiores às tarifas de acesso às redes é consequência, por um lado, das variações acentuadas por termo tarifário observadas nas tarifas de acesso às redes que não estão sujeitas a qualquer limitação e, por outro lado, da necessidade de limitar estas mesmas variações tarifárias por termo tarifário nas tarifas transitórias de venda a clientes finais.

Com o objetivo de eliminar esta incoerência, a ERSE efetuou as seguintes alterações à sua proposta de tarifas, que permitem mitigar a variação no preço de potência contratada no acesso às redes de BTN:

- a) o valor do sobrecusto com os contratos de aquisição de energia (CAE) distribuído de forma diretamente proporcional à potência contratada passa de 15% deste sobrecusto para 0%, ao abrigo do disposto nos n.º 8 e n.º 9 do artigo 4.º da Portaria n.º 332/2012;
- b) o novo custo incremental de potência contratada da rede de distribuição de BT, será introduzido em dois anos, ou seja, nas tarifas de 2018 será considerado 85% do valor deste custo incremental.

Com estas alterações a referida incoerência entre as tarifas de acesso às redes e as tarifas transitórias de venda a clientes finais deixa de se verificar para os escalões entre 4,6 kVA e 13,8 kVA, permanecendo apenas nos escalões de 17,25 kVA e 20,7 kVA.

II C - VARIAÇÕES TARIFÁRIAS E AJUSTAMENTOS

No processo de cálculo de tarifas para cada ano, ao efetuar as suas previsões a ERSE tem a preocupação de avaliar a evolução das principais determinantes legislativas, económicas, técnicas e ambientais que possam ter impacto na evolução dos proveitos permitidos das empresas reguladas.

Contudo, os fatores exógenos à atuação regulatória, tais como o nível de procura, as condições climatéricas ou ainda a evolução do preço dos combustíveis, impactam de forma significativa nos resultados reais obtidos pelas empresas reguladas, em especial nas atividades não diretamente reguladas. Estes fatores são, de um modo geral, bastante voláteis e sujeitos a condicionantes conjunturais, não previsíveis, pelo que quaisquer previsões quanto à sua evolução, por mais rigorosas e fundamentadas como procuram ser as previsões da ERSE, inserem sempre um grau de incerteza elevado que se reflete por inerência nos ajustamentos aos proveitos que lhes foram permitidos dois anos antes com base em valores previsionais.

II D - SOBRECUSTOS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A preocupação levantada pelo CT da ERSE quanto à necessidade de explicitar os valores referentes a ajustamentos tarifários das empresas das RA já se encontra, atualmente, respondida nos documentos que acompanham as propostas tarifárias. Em concreto, no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2018”, de outubro de 2017, são apresentados os motivos para as variações de proveitos ocorridas ao nível das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Por exemplo, no ponto 4.6.5, do referido documento refere-se *“Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2018 é superior ao verificado nos dois anos anteriores, 2016 e 2017. Esta evolução reflete, em parte, o impacte do aumento dos preços dos combustíveis na Região Autónoma dos Açores, e a inclusão no ajustamento aos proveitos de 2016 dos custos das rendas de concessão, que não estavam previstos aquando do cálculo das tarifas de 2016.”*, e no ponto 4.7.4 do mesmo documento, refere-se *“O efeito verificado na atividade de DEE deve-se à aceitação dos valores relativos aos direitos de passagem devidos pela EEM aos municípios da RAM, no ano de 2016, os quais não se encontravam contemplados nas tarifas desse ano.”* De igual forma, os quadros de ajustamentos e de proveitos de cada atividade permitem verificar em detalhe as causas dos acréscimos ou reduções de proveitos por cada um dos agregados de custos, uma vez que no caso dos quadros dos ajustamentos do ano encontram-se, também, os valores de tarifas desse ano, e nos quadros de proveitos permitidos, encontram-se os proveitos permitidos do ano anterior. Assim, é sempre possível aferir a evolução de cada agregado de custos.

Sempre que necessário a ERSE enfatizará nos seus documentos, os motivos e os valores referentes à variação de proveitos em cada atividade.

II E – CARACTERIZAÇÃO DA PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA EM 2018

A ERSE considera que as previsões de evolução do consumo referido à emissão constantes da proposta tarifária, respetivamente 49 563 GWh em 2017 (+0,6%) e 50 136 GWh em 2018 (+1,2%), se mantêm consistentes com a informação mais recente conhecida até à data, designadamente as projeções de indicadores macroeconómicos e o contexto legislativo.

Os valores de procura estabelecidos pela ERSE para 2018 comparativamente com as previsões das empresas de junho de 2017, apresentavam valores superiores.

Entretanto as revisões em alta das previsões mais recentes da REN, quer para 2017, quer para 2018, vêm demonstrar que os valores propostos pela ERSE e considerados na proposta tarifária submetida a parecer do Conselho Tarifário são adequados. Assim sendo na decisão final mantêm-se os valores de procura para 2017 e 2018.

II F - PREVISÕES PARA O CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DO CUR PARA FORNECIMENTOS DOS CLIENTES

As previsões do custo médio de aquisição do CUR para fornecimentos dos clientes relativas ao ano de 2018 e a estimativa para o corrente ano de 2017 apresentados no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2018 das empresas reguladas do setor elétrico” da proposta de tarifas de 15 de outubro de 2017 tiveram por base os preços que se verificavam nos mercados de futuro para entregas em 2018, no período que antecedeu a publicação do referido documento. Todavia, as condições relativas à definição dos preços da eletricidade sofreram alterações consideráveis entre a proposta de tarifas apresentada ao CT da ERSE a 15 de outubro e a definição dos valores finais a publicar nos documentos de 15 de dezembro de 2017.

A seca extrema que tem caracterizado o ano de 2017 e que continuou durante os meses de outubro e novembro a assolar a Península Ibérica, conjuntamente com o aumento dos preços nos mercados grossistas dos combustíveis designadamente do carvão e do petróleo, têm justificado um aumento dos preços da eletricidade, não apenas de mercado *spot*, como também no mercado de futuros, designadamente para as entregas no próximo ano. Desta forma, tendo em consideração estas alterações de circunstâncias e tomando boa nota dos comentários do CT relativamente ao preço médio de aquisição do CUR para fornecimentos dos clientes, a ERSE decidiu rever em alta estes preços tanto nas suas estimativas para 2017, como nas previsões para 2018.

II G – MERCADO LIBERALIZADO (ML)

A ERSE utiliza, na formulação das estimativas quanto aos consumos e ao número de consumidores reportado ao mercado livre, a melhor informação disponível à data da sua publicitação.

A proposta de tarifas e preços para 2018 incorporou a informação existente sobre o ritmo de *switching* entre mercado regulado e mercado livre, bem como a possibilidade concedida pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, de os clientes com contratos de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado poderem optar pelo regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, e eventual regresso ao comercializador de último recurso, nas situações previstas na Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro.

Neste sentido, as previsões para 2018 apontam, como se pode verificar nas Figuras 2-6 e 2-7, para uma estagnação dos valores relativos quer em número de clientes quer em consumo anual no mercado livre.

II H - TARIFAS DE ACESSO PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

No cálculo das tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica é garantida a inexistência de subsidiação cruzada com as restantes tarifas, bem como a recuperação dos custos com a utilização da infraestrutura de redes.

As tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica são tarifas com estrutura bi-horária e tri-horária, apenas com preços de energia e, conseqüentemente, sem preços de potência contratada, na medida em que a carga a satisfazer – veículos automóveis – varia no tempo e no espaço. Esta variação espacial obriga a variabilizar os conceitos de potência contratada convertendo-os em preços de energia. Nesta variabilização – conversão dos preços de potência contratada em preços de energia – assegura-se a neutralidade em termos de pagamentos.

É possível verificar que os preços de energia das tarifas de acesso às redes da mobilidade elétrica são superiores aos preços de energia das tarifas de acesso às redes das opções tarifárias bi-horárias e tri-horárias em BTN, correspondendo o diferencial à recuperação dos custos de potência contratada.

A explicação aqui apresentada será acrescentada ao ponto 4.8 do documento de “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2018 e Parâmetros para o período de regulação 2018-2020”.

II I - TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM PORTUGAL CONTINENTAL

Conforme já referido a variação das tarifas de acesso às redes depende, por um lado, das variações das tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição (sujeitas à regulação da ERSE) e, por outro lado, da variação da tarifa de uso global do sistema fundamentalmente condicionada pelos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG).

No quadro seguinte é possível verificar que os acréscimos observados nas tarifas de acesso às redes nos últimos 5 anos são fundamentalmente condicionados por acréscimos na tarifa de uso global do sistema, onde são recuperados os CIEG. É também possível verificar que as tarifas de uso das redes reguladas pela ERSE se reduzem no período analisado, situação que contribuiu para mitigar os acréscimos das tarifas de acesso às redes. A ERSE concorda com a necessidade de manter controlado o valor dos CIEG e, embora a evolução destes custos esteja fora do âmbito do controlo direto da ERSE, analisando a sua evolução é possível verificar que tem vindo a diminuir.

Tarifas	2014	2015	2016	2017	2018	Varição média anual 2018/2014
Acesso às Redes	6,3%	6,3%	6,2%	4,7%	-4,4%	3,1%
Uso Global do Sistema	11,9%	21,2%	9,2%	5,2%	0,7%	8,8%
Uso de Redes	1,3%	-8,6%	2,3%	3,9%	-11,6%	-3,7%

II J - COMERCIALIZAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO (CUR)

A ERSE entende a preocupação levantada pelo CT quanto às incertezas associadas ao processo de *phasing out* da atividade de comercialização e quanto aos seus potenciais impactes, por um lado no

equilíbrio económico-financeiro desta atividade e, por outro, na equidade de condições entre o mercado livre e o mercado dito regulado.

No que diz respeito ao primeiro ponto, esta preocupação materializou-se na inclusão, pela primeira vez no anterior período regulatório, de uma componente de custos não controláveis na atividade de comercialização da EDP, SU. Esta parcela é incluída de forma previsional, sendo a necessidade da sua inclusão em definitivo avaliada aquando do cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos, após a análise aos resultados da empresa e a avaliação do impacte dos custos não controláveis na sua capacidade em gerar rendimentos suficientes para desenvolver a atividade de comercialização de último recurso.

Em particular, a inclusão, de uma parcela de custos não controláveis no montante de 1,5 milhões de euros nas tarifas de 2016 resultou de previsões quanto à existência de um nível de custos não controláveis nesse ano e no seu conseqüente impacte nos resultados da empresa, que não se confirmaram. Assim, considerou-se a não-aceitação, em sede de ajustamento definitivo, desse montante.

No entretanto desde a apresentação da proposta tarifária, foram reponderadas as condições da atividade de comercialização para o próximo período regulatório de modo a melhor garantir a equidade de condições do mercado livre e do mercado regulado, refletindo a recente revisão do quadro legislativo da atividade de comercialização que culminou com a publicação da Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro.

Desse exercício destaca-se, entre outros, o facto dos proveitos desta atividade passarem a ser integralmente recuperados ao nível da tarifa de comercialização, tendo-se, conseqüentemente, anulado o montante do diferencial da atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperado através da tarifa de UGS.

II K - OPERADORES DA REDE EXCLUSIVAMENTE EM BT

Na sequência da recente revisão do Regulamento Tarifário, são aprovadas tarifas de acesso às redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT. Estas tarifas são determinadas a partir das tarifas de acesso às redes aplicáveis aos clientes em MT, deduzindo a tarifa de Uso Global do Sistema em MT (que integra CIEG alocados em MT) e adicionando a tarifa de Uso Global do Sistema em BT (devidamente convertida para o nível de tensão em MT por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas em BT).

Os preços apresentados são calculados incorporando 20% da diferença entre a tarifa de uso global do sistema em BTE e a tarifa do uso global de sistema em MT. Esta situação permite reduzir a subsídio cruzada em vigor de 100% desta diferença, para 80%. A eliminação desta subsídio cruzada deverá ser efetuada acautelando impactes tarifários anuais, conforme a ERSE discutiu no âmbito da revisão regulamentar. Este gradualismo é expressamente referido no documento da Proposta de tarifas de energia elétrica para 2018.

Importa também referir que os artigos 205.º e 206.º do Regulamento Tarifário aprovam ainda um conjunto de situações e procedimentos de salvaguarda do equilíbrio económico-financeiro das concessões de distribuição, em particular no que respeita às concessões de BT. Estas disposições serão adotadas nas situações em que se verificarem desajustes nas tarifas anteriormente referidas.

II L - TARIFA SOCIAL

No cumprimento da legislação em vigor, a ERSE, no âmbito do cálculo das tarifas do Setor Elétrico para 2018 procedeu à aplicação do disposto no Despacho n.º 9371/2017, de 24 de outubro, do Senhor Secretário de Estado da Energia. Neste sentido, foram deduzidos os montantes correspondentes à tarifa social atribuíveis aos centros electroprodutores abrangidos pelo diploma.

II M - PREÇOS DOS OUTROS SERVIÇOS

A ERSE regista o sentido global de concordância do Conselho Tarifário com os principais aspetos da proposta de preços dos serviços regulados que, em boa parte, se fundamentou também em considerações do próprio Conselho em exercícios anteriores.

II N - QUALIDADE DE SERVIÇO

A ERSE reconhece a pertinência de haver uma publicação atempada do Relatório da Qualidade de Serviço o que, no presente ano, foi objetivamente prejudicado pelo processo de revisão regulamentar que, neste domínio, operou uma fusão regulamentar entre os setores elétrico e do gás natural e em que a disponibilização de informação é um aspeto de realce.

III

PARÂMETROS PARA O TRIÉNIO REGULATÓRIO

III A - Metodologia de cálculo do custo de capital médio ponderado (CCMP)

Nada a referir

III B - Remuneração do Capital das Entidades Reguladas no Período Regulatório 2018-2020

3.1. - Determinação do prémio de risco de mercado

O prémio de risco de mercado reflete a previsão de uma realidade que ainda se perspetiva com algum risco, havendo ainda uma perceção de incerteza quanto à evolução das condições económicas e financeiras dos próximos anos, apesar da mais recente estabilidade. É também de realçar dois aspetos relevantes neste ponto em particular:

- O prémio de risco país tem por base o diferencial para a taxa de juro sem risco, que no presente momento também se encontra em valores mínimos, estando este nível dependente da manutenção da atual política monetária do BCE;
- As alterações da conjuntura económica e financeira que possam ter reflexo nas taxas de juro de referência estão acomodadas no mecanismo de indexação do CCMP, sendo estas condições reavaliadas no final do período regulatório.

Assim, a consideração de um período de 5 anos com contextos opostos, para o cálculo do prémio de risco, para além de ser coerente com as práticas da ERSE do passado, assegura igualmente alguma estabilidade na definição deste parâmetro face às incertezas que lhe são atualmente inerentes.

No entanto, a ERSE acomoda a preocupação expressa pelo CT ajustando em baixa os valores máximos e mínimos do mecanismo de indexação do CCMP.

3.2. - Prémio de risco da dívida

A determinação do prémio de risco da dívida teve em conta a avaliação dos custos de financiamento reais das empresas com atividades reguladas. Importa sublinhar que o CCMP é aplicado na remuneração não apenas de ativos que entrarão em exploração no próximo período regulatório, como, sobretudo, em ativos entrados em exploração há vários anos e cujo custo médio de financiamento reflete a atual estrutura de capital das empresas.

A redução das taxas de juro de referência pode não ter reflexo imediato nos custos médio de financiamento das empresas, dependendo da estrutura da dívida entre taxa fixa e taxa variável, sendo que a redução dos custos de financiamento para as empresas que têm uma estrutura de financiamento com maior peso de taxa fixa não observam uma redução tão diretamente correlacionada com a descida das *yields*. Desta forma, empresas com uma estrutura de financiamento com maior peso de taxa fixa, não observam uma redução tão imediata, podendo registar um alargamento do *spread* entre o custo médio de financiamento e as taxas de referência. A calibração do prémio de risco para o próximo período regulatório teve, deste modo, em consideração a análise e avaliação de desempenho dos custos médios de financiamento reais das empresas reguladas, bem como do *spread* definido no anterior período regulatório, sendo de destacar que a manutenção do prémio de risco da dívida de 2%, igual ao do anterior período regulatório, resultaria num custo do capital alheio de 3%, abaixo dos custos médio de financiamento em 2016 de todas as empresas com atividades reguladas, com exceção da EDA. Na definição do prémio de risco para o período regulatório que se iniciará em 2021 a avaliação dos custos médios de financiamento reais face ao definido em sede de parâmetros para os anos de 2017 a 2019 serão tidos em conta.

III C - Parâmetros para a atividade de transporte de energia elétrica e gestão global do sistema da REN

C.1. - Proveitos permitidos do ORT

A definição das metas de eficiência a aplicar aos custos operacionais é premente nas metodologias regulatórias por incentivos aplicados às atividades reguladas. A avaliação do desempenho das empresas e o contexto nacional e do setor elétrico são relevantes na definição das metas de eficiência, pelo que a ERSE toma boa nota da recomendação do CT, tendo como objetivo para o próximo período regulatório uma avaliação do impacte da idade dos ativos do ORT nas condições de exploração da rede de transporte de energia elétrica.

C.2. - Incentivos na atividade de transporte

O CT considera positiva a introdução do mecanismo de incentivo à racionalização económica do investimento, uma vez que permite simultaneamente o adiamento do investimento e garantir um bom desempenho operacional da RNT. No entanto, este órgão *“recomenda que a calibração do nível de incentivo garanta um tratamento equilibrado entre o risco do ORT e o benefício económico para o sistema”*.

Dando resposta a esta recomendação foram alterados alguns aspetos apresentados inicialmente na proposta submetida ao CT de mecanismo de incentivo à racionalização económica do investimento, designadamente na formulação do indicador de desempenho funcional e respetivos parâmetros.

Em seguida apresentam-se os principais aspetos que foram alterados no mecanismo proposto:

- Indicador de desempenho funcional (indicador RDF)

O indicador RDF inicialmente calculado através do produto dos indicadores secundários passa a ser determinado através da média ponderada dos indicadores secundários.

- Indicador relativo à maximização da capacidade de interligação disponível para o mercado diário ($E_{\text{Interligações}}$)

A fórmula de cálculo de " $I_{\text{Interligações}}$ ", que inicialmente tinha em conta o menor dos dois valores que resultavam do cálculo das capacidades de importação ou de exportação, passa a considerar somente os valores da importação.

- Parâmetro que limita o valor máximo do indicador $I_{\text{Interligações}}$

O valor máximo da referência para o indicador $I_{\text{Interligações}}$, que inicialmente assumia o valor de 30%, passa a ser 27%.

III D - PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A autonomização da figura do OLMC numa única entidade que desempenha as funções para os setores elétrico e do gás natural surgiu por aplicação do disposto no Decreto-Lei nº. 38/2017, de 31 de março. A atividade de OLMC era até 2017 desenvolvida pela EDP D, no que se refere ao setor elétrico, e pela REN Gasodutos, no que se refere ao setor do gás natural. Com a transferência das incumbências de OLMC para a ADENE, a ERSE, em cumprimento da legislação vigente, teve a preocupação de assegurar que a atividade de OLMC não resultasse num agravamento de custos para os consumidores de energia, nos termos do estabelecido no Decreto-Lei nº. 38/2017, de 31 de março.

Assim, no caso particular do setor elétrico os proveitos permitidos alocados ao OLMC foram compensados por uma diminuição no mesmo sentido nos proveitos permitidos da atividade de *switching* da EDP D, incorporados na base de custos da atividade de distribuição em alta e média tensão, de modo a refletir o impacto da transferência de competências da EDP D para a ADENE e garantir que a criação desta atividade não gerasse quaisquer custos acrescidos para os clientes do setor elétrico. Para assegurar a estabilidade tarifária associada a esta atividade, a ERSE implementou um mecanismo de alisamento de custos que permitiu repartir ao longo dos três anos do período regulatório 2018-2020 os custos previstos com a atividade de OLMC do setor elétrico. Assim, o maior esforço inicial do OLMC em termos de recursos, associado ao arranque da sua atividade, foi repartido ao longo de três anos.

A atividade regulatória da ERSE abrange a fixação dos proveitos permitidos da atividade de OLMC, assim como a definição da tarifa respetiva, com vista a recuperar esses proveitos, que é paga pelos consumidores de eletricidade no âmbito do disposto na regulamentação em vigor, nomeadamente do Regulamento Tarifário. Neste contexto, a atividade do OLMC será monitorizada de modo a não permitir quaisquer subsidiações cruzadas entre a atividade regulada do OLMC e as restantes atividades desenvolvidas pela ADENE, assim como garantir que os rendimentos suplementares obtidos pelo OLMC fora da aplicação da tarifa regulada sejam devolvidos ao SEN, através da sua dedução aos proveitos a recuperar por aplicação das tarifas.

Refira-se também que a aplicação de uma meta de eficiência superior ao nível mínimo exigido de 1,5% (que corresponde ao fator mínimo de eficiência tecnológica), que internalizasse, por exemplo, eventuais ganhos acrescidos de escala, seria atualmente contraproducente, visto que o OLMC ainda não iniciou a sua atividade e, conseqüentemente, o seu desempenho não pode ser avaliado.

No que se refere à remuneração do CAPEX, a ERSE acolheu a sugestão do CT da ERSE e reviu em baixa a taxa de remuneração da atividade de OLMC da ADENE, tendo em conta as particularidades desta entidade, nomeadamente a ausência de dívida e a sua natureza associativa sem fins lucrativos. Esta revisão resultou num ganho direto para os clientes do SEN, visto que não implicou qualquer alteração em sentido contrário do nível de proveitos permitidos da atividade de *switching* da EDP D.

III E - Parâmetros para a atividade de distribuição de energia elétrica da EDP Distribuição

E.1 - Fator de eficiência para o período de regulação 2018-2020

As metas definidas para os custos da atividade de distribuição de energia elétrica para o próximo período regulatório resultam do cruzamento das conclusões da avaliação do desempenho desta atividade e da auditoria efetuada às operações intragrupo da EDP Distribuição. Deste modo, foram revistas a meta de eficiência e a base de custos da atividade de distribuição de energia elétrica, por forma a permitir uma partilha mais equitativa entre os clientes e a empresa dos resultados que esta empresa tem vindo a alcançar em termos de desempenho económico.

A meta de eficiência de 2% proposta procura garantir a manutenção do esforço da EDP D, no sentido de diminuir os custos suportada no progresso tecnológico e de incrementar o seu nível de eficiência relativo. A diminuição de 2,5% para 2% desta meta reflete, assim, os resultados obtidos no último período regulatório, assim como o facto de continuar a existir margem para melhorias neste indicador face a empresas comparáveis, sendo esses resultados observáveis no estudo de *benchmarking* apresentado no documento "Parâmetros de regulação para o período de 2018-2020".

Esta conclusão é reforçada pela auditoria acima referida, que justifica igualmente a necessidade de a empresa partilhar de forma mais efetiva o esforço de diminuição de custos com os clientes. Esta última necessidade materializou-se na correção em baixa da base de custos para o novo período regulatório.

E.2 - Mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes

Os projetos que se vierem a candidatar ao incentivo ao investimento em redes inteligentes serão analisados individualmente pela ERSE e, tal como referido no documento "Parâmetros de regulação para o período de 2018-2020", deverão demonstrar em que medida se enquadram no conceito de rede inteligente e quais os benefícios que trazem para os clientes, designadamente através de novo conhecimento desenvolvido por via de mais informação útil que passará a estar acessível aos agentes do setor elétrico.

Adicionalmente, os projetos candidatos devem concretizar alguns objetivos pré-definidos, entre os quais se encontram os contributos, referidos pelo CT, para a eficiência energética e para a disponibilização de informação aos consumidores, em particular aos mais vulneráveis. Assim sendo, na avaliação dos projetos candidatos, a ERSE analisará a informação prestada pelos operadores sobre os benefícios que o investimento em causa proporciona nesses dois vetores.

No que diz respeito à identificação e valorização de benefícios associados a cada um dos objetivos que os projetos em rede inteligente devem concretizar, a ERSE pretende trabalhar em conjunto com os operadores das redes no sentido de clarificar métricas a utilizar.

III F - PARÂMETROS PARA AS ATIVIDADES REGULADAS DAS RA

F.1 – GASTOS COM PESSOAL

Tendo em conta os comentários do CT relativamente à fixação dos parâmetros da EDA e da EEM para o período regulatório com início em janeiro de 2018, a ERSE procedeu à reavaliação dos cálculos que havia efetuado para a determinação das bases de custos da EDA e da EEM, em particular no que se refere à rubrica de gastos com pessoal.

Esta reavaliação foi concretizada após a ponderação de dois fatores. Por um lado, é previsível que no ano de 2018 ocorram acréscimos com os gastos com pessoal por reposição aos colaboradores de salários e outras regalias salariais que haviam estado suspensas entre os anos de 2011 e 2016, em conformidade com a legislação vigente àquelas datas. Por outro lado, sendo estas empresas sujeitas a regulação económica que procura emular situações de ótimo económico¹, não se pode deixar de considerar que esses custos são, em parte, controláveis pelas empresas.

Nesse contexto, a ERSE reconheceu parcialmente os acréscimos salariais espetáveis para 2018, internalizando-os nas bases de custos de cada atividade.

F.2 – FATORES DE EFICIÊNCIA PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020

Para a fixação das bases de custos das atividades reguladas da EDA e da EEM, a ERSE tem em conta o desempenho das duas empresas em cada uma das atividades reguladas. Neste sentido é feito anualmente uma análise de desempenho que é aprofundada no ano que antecede a fixação de parâmetros para cada período regulatório.

Face às particularidades de cada uma das regiões insulares, RAA e RAM, não é de todo fácil encontrar outras realidades similares que permitam efetuar uma análise alargada de *benchmarking*. Nessa ausência a ERSE optou por efetuar para as atividades de AGS e de DEE um *benchmarking* mais restrito, apenas entre a EDA e a EEM e, adicionalmente, ao nível da atividade de DEE foi efetuada uma análise num âmbito mais alargado em que se avaliou o desempenho da EDA e a EEM, através de uma metodologia de DEA, numa amostra de 29 empresas.

Na interpretação dos resultados desse trabalho, a ERSE teve em consideração as particularidades em que a EDA e a EEM desenvolvem as suas atividades, não tendo aplicado, de forma direta, os resultados das análises efetuadas, designadamente do *benchmarking* alargado à EDA e à EEM.

¹ O que se pode observar, por exemplo, no facto da taxa de remuneração dos ativos não refletirem o risco de atividades sem fim lucrativos, o que se materializaria na consideração de taxas de remuneração em linha com os custos de financiamento, mas o custo de capital de atividades geridas num contexto de maximização da eficiência económica.

III G - CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

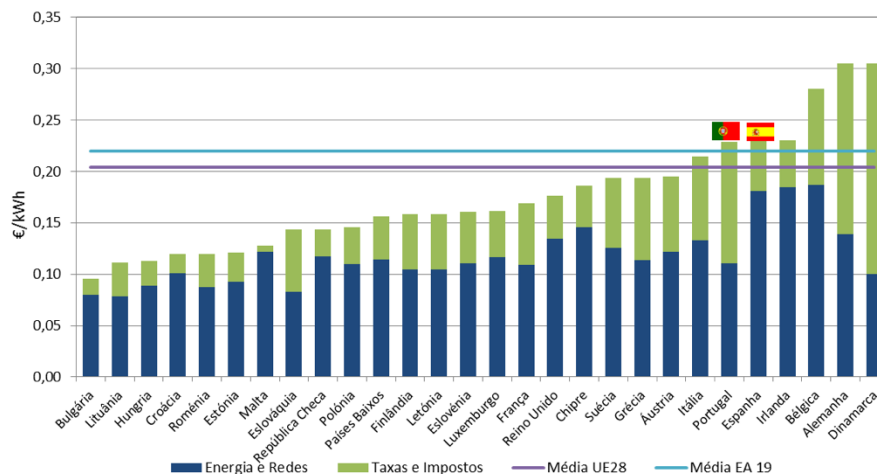
A heterogeneidade das empresas comercializadoras é ponderada nos processos de definição anual dos custos de referência para a atividade de comercialização. Nesse sentido, o estudo que define os custos de referência da atividade de comercialização que consta do documento “Parâmetros de Regulação para o Período 2018-2020” apresenta os custos de referência por diferentes categorias de empresas, considerando como fator diferenciador do nível de eficiência a dimensão de cada comercializador. Os custos de referência da atividade de comercialização são assim determinados para diferentes níveis de dimensão dos comercializadores.

Nesse exercício e para o caso particular do CUR, aquando da apresentação da proposta tarifária para 2018 já tinham sido contemplados os possíveis efeitos decorrentes da publicação da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, designadamente através da revisão em alta do número de potenciais clientes no próximo período regulatório, face aos valores previstos pela própria empresa. Nesse sentido, as previsões para 2018 apontam, como foi referido no ponto II G, para uma certa estagnação dos valores relativos face aos últimos dados à disposição à data, designadamente em termos de número de clientes no mercado livre.

IV RECOMENDAÇÕES ADICIONAIS

IV A - TAXA DE IVA NA FATURA DE ELETRICIDADE

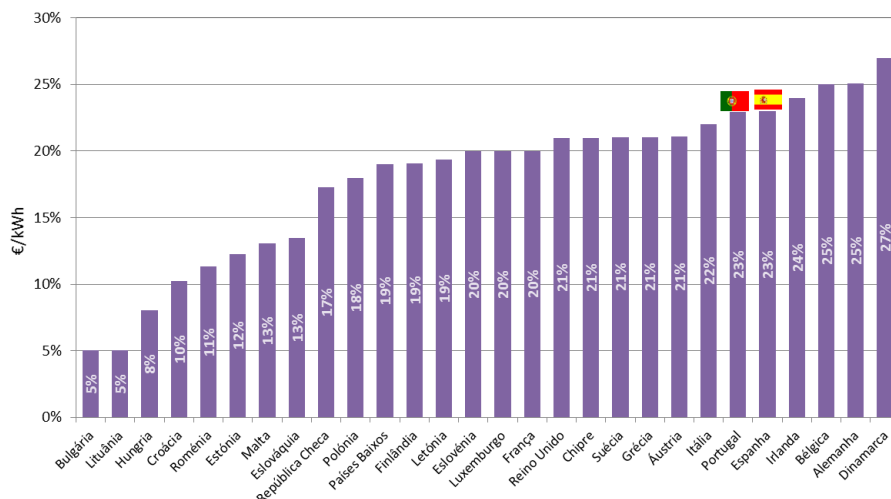
Na figura seguinte comparam-se os preços finais pagos pelo consumidor doméstico mais representativo em Portugal e bem como na generalidade dos países da União Europeia - consumidor Dc, com consumos anuais compreendidos entre 2500 kWh e 5000 kWh. Verifica-se que os preços em Portugal são superiores aos preços médios da Zona Euro e inferiores aos praticados em Espanha.



Nesta figura apresenta-se também a desagregação dos preços finais pagos por este consumidor Dc nas componentes de (i) Energia e Redes e (ii) Taxas e Impostos. Verifica-se que a componente (ii) Taxas e Impostos, que integra o IVA, outras taxas como o imposto especial de consumo e bem como os custos de política energética ou de interesse económico geral (CIEG), é das mais elevadas a nível europeu, sendo apenas ultrapassada pela Dinamarca e Alemanha.

Importa referir que a classificação dos CIEG na rúbrica (ii) Taxas e Impostos é imposta pelo Regulamento 2016/1952 do parlamento europeu e do conselho, de 26 de outubro de 2016, que aprova a nova metodologia de reporte de preços de eletricidade e de gás natural do EUROSTAT.

A incidência do IVA de 23% representa um contributo importante para o resultado apresentado na figura anterior. Na figura seguinte apresenta-se o peso do IVA na fatura dos consumidores para os vários países da União Europeia para o consumidor doméstico Dc, sendo possível verificar que o IVA em Portugal é dos mais elevados a nível Europeu.



IV B - EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

A recomendação do CT de a tónica regulatória se centrar na promoção de boas práticas, e na eliminação de barreiras à adoção de equipamentos, técnicas e processos eficientes tem sido seguida pela ERSE, nomeadamente através do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica (PPEC), que tem como objetivo prioritário apoiar financeiramente iniciativas que promovam a eficiência e redução do consumo de eletricidade nos diferentes segmentos de consumidores.

A aprovação das regras do referido plano e as alterações às mesmas têm sido sempre precedidas de consultas públicas alargadas e/ou consultas ao Conselho Tarifário. Nessas consultas têm-se considerado fundamental fornecer informação sobre os impactos tarifários.

A ERSE prevê em 2018 promover uma consulta pública sobre alterações às regras do PPEC.

IV C - SALDOS DE GERÊNCIA DA ERSE

Nos termos previstos nos Estatutos da ERSE (redação dada pelo DL nº 84/2013, de 25 de junho) e da Lei-Quadro das Entidades Reguladoras, quando se verificarem saldos de gerência, devem os mesmos reverter a favor dos clientes de eletricidade e gás natural, através da dedução dos saldos à tarifa de acesso, na proporção das contribuições cobradas nas tarifas de acesso às redes.

A ERSE está plenamente ciente que a devolução dos saldos de gerência acumulados e que se encontram depositados numa conta do IGCP teria um impacto positivo nas tarifas. A ERSE tem formalmente reiterado essa necessidade nas várias insistências que tem desenvolvido junto dos Departamentos Ministeriais competentes, no sentido da entrega dos saldos de gerência aos consumidores, que o financiaram por intermédio das tarifas e que têm agora a expectativa, e o respaldo legal, de ver restituído tal valor por intermédio das mesmas, o que até ao presente não foi possível concretizar.

A ERSE continuará a desenvolver junta das instâncias competentes todos os esforços no sentido de obter a restituição devida aos consumidores.

IV D - ESTUDOS SOBRE IMPACTES DO PREÇO MÉDIO DE MERCADO

Pese embora a ERSE ter já efetuado proposta para os termos de referência do estudo previsto nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, não foi a mesma ainda objeto de aprovação ou diferimento nos termos da legislação.

No que respeita à fixação de parâmetros que decorrem do próprio estudo, a ERSE remeteu ao CT o estudo síntese que foi efetuado para a proposta de valores desses parâmetros para o ano de 2017, estando pendente de elaboração o estudo para os parâmetros relativos ao ano de 2018, o qual, nos termos do Despacho n. 9955/2017, de 17 de novembro, do senhor Secretário de Estado da Energia, deverá incorporar o que decorra da redação final do Orçamento do Estado para 2018, que, apesar de votado, ainda não se encontra publicado.

Por outro lado, no âmbito dos documentos que acompanham a proposta de Tarifas e Preços, a ERSE incluiu toda a informação que permite efetuar a calculatória da aplicação do regime do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, mesmo quanto a parâmetros que não integram o estudo que a ERSE deva efetuar e se encontram previstos na Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho, que alterou a Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro.