
Comentários da EEM à “*Consulta Pública n.º 134/2025 – Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico*”

Índice

1. Introdução	3
2. Proveitos Permitidos	3
2.1 Aplicação de metodologias do tipo <i>revenue cap</i> aos custos totais das atividades de operação das redes elétricas nas Regiões Autónomas	3
2.2 Ajustamento provisório nas atividades de AGS das Regiões Autónomas	5
2.3 Princípio da separação de ativos específicos e não específicos	5
2.4 Atualização do mecanismo de custos eficientes de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas	6
2.5 Alterações dos requisitos de informação - reporte de informação das operações intragrupo fora do âmbito dos DFPT	8

1. Introdução

Na sequência da análise à “*Proposta de Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico*”, submetida a Consulta Pública pela ERSE, apresentam-se, no presente documento, os nossos comentários e sugestões sobre alguns tópicos que se considera poderem ser objeto de ponderação adicional.

2. Proveitos Permitidos

2.1 Aplicação de metodologias do tipo *revenue cap* aos custos totais das atividades de operação das redes elétricas nas Regiões Autónomas

Na proposta de alteração ao RT, a ERSE propõe, à semelhança do já efetuado na regulação das atividades de redes no Continente, passar a aplicar à atividade de DEE uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais (TOTEX) já partir do próximo período de regulação.

Esta opção de harmonização por parte do regulador é, essencialmente, fundamentada com a experiência adquirida pela ERSE no Continente no período de regulação de 2022 a 2025 e com o facto de a atividade de DEE nas RA já ter atingido um nível de maturidade e estabilidade de custos que permite a adoção deste novo modelo.

Adicionalmente, fundamenta que a alteração para uma metodologia de regulação por incentivos aplicada ao nível do TOTEX tem a vantagem de “[...] *permitir às empresas responder de forma mais eficiente aos grandes desafios tecnológicos e organizacionais que surgem no setor elétrico, pela liberdade que proporciona na aplicação dos recursos disponíveis [...]*”.

Desta forma, segundo a ERSE, pretende garantir que as opções estratégicas dos operadores insulares não sejam influenciadas por um ambiente regulatório com graus de exigência diferentes consoante os custos sejam de exploração ou de investimento.

A EEM, apesar de não se opor à metodologia proposta, tem, no entanto, dúvidas relativamente à materialização das vantagens enunciadas do modelo nas RA já no próximo período regulatório.

Note-se, que tendo presentes as especificidades dos arquipélagos dos Açores e Madeira, a EEM, à semelhança do CT, recomenda à ERSE a reavaliar se existem efetivamente nas RA alternativas ao investimento tradicional suportadas por OPEX, nomeadamente soluções robustas de flexibilidade.

Independentemente de ser aplicada aos custos totais ou apenas ao OPEX, a EEM também salienta que uma metodologia de regulação por incentivos tem de assentar numa evolução de proveitos permitidos com objetivos alcançáveis, sob pena de subverter o próprio objetivo da metodologia. Neste sentido, é nosso entendimento que as bases de custos e metas de eficiência têm de ser obrigatoriamente ajustadas às especificidades das RA.

No âmbito do CAPEX, registamos a intenção do regulador de não aplicar metas de eficiência à base de ativos em exploração antes de 2025 e que, na transição entre períodos de regulação, a base de custos da atividade de DEE, será reavaliada para incorporar as entradas em exploração do período anterior.

Não obstante, é referido pela ERSE que “[...] a base de custos TOTEX da atividade de DEE será reavaliada de modo a incorporar o efeito, no ativo regulado, das entradas em exploração de investimentos aprovados em sede de PDIR”. A este propósito, importa salientar que a base de ativos da DEE engloba ativos não enquadrados no âmbito do PDIRTD, como sejam os ativos relativos à BT e ativos de suporte à atividade que não fazem parte do PDIRTD. Assim, é nossa opinião que a reavaliação da base de ativos deverá ser feita de forma global para a atividade de DEE e não apenas com base no PDIRTD.

A aplicação desta nova metodologia de regulação é acompanhada de um mecanismo de partilha de ganhos e perdas entre as empresas reguladas e os consumidores, que pretende, segundo a ERSE, atenuar os impactos da implementação do modelo TOTEX proposto. A proposta prevê que o mecanismo seja progressivo com a inclusão de três bandas de atuação.

Tendo em consideração que os parâmetros associados ao modelo de regulação proposto ainda não são conhecidos e apenas serão definidos em sede de fixação de parâmetros para o próximo período regulatório, nomeadamente, as bases de custo que integram o TOTEX, metas de eficiência, indutores de custo, parâmetros para as bandas de atuação do mecanismo de partilha e o custo médio ponderado do capital, não é possível à EEM formar opinião sobre os potenciais impactos do modelo e mecanismo proposto.

Contudo, à semelhança do CT, entendemos que os mecanismos de partilha devem ser destinados a partilhar os ganhos/perdas decorrentes da gestão dos custos controláveis e não para corrigir eventuais erros de dimensionamento de indutores e calibração, ou para mitigar desvios induzidos por incertezas associadas à execução dos investimentos planeados.

Neste sentido, no atual contexto de transição energética, não se pode deixar de realçar que, a incerteza na previsão dos investimentos futuros e o risco de uma menos correta calibração de um modelo do tipo TOTEX, podem induzir encargos para empresas com atividades totalmente reguladas e/ou consumidores, com impacto relevante nos anos posteriores a este período regulatório.

Na opinião da EEM, importa assegurar que o risco prospetivado justifica a mudança face ao modelo atual e que as características particulares das RA, não obstam à aplicação da metodologia proposta e permitem que as vantagens enunciadas para o modelo se concretizem.

Neste âmbito, importa referir que na proposta de alteração ao RT em apreço, a ERSE já propõe incorporar melhoramentos na metodologia de regulação por custos totais (TOTEX) aplicada às atividades de transporte e distribuição de energia elétrica em AT/MT do continente, sinalizando, desde já, limitações à metodologia em vigor nas atividades de rede do continente, que se propõe aplicar às RA.

Nestes termos, a EEM sugere a reavaliação da adequação do momento para a alteração da metodologia de regulação económica da atividade de DEE. Assim, questiona-se, se não seria mais prudente aguardar pela estabilização da aplicação da metodologia de TOTEX às atividades de rede do continente, antes da sua extensão às RA.

Finalmente, salientamos a importância de ser claramente definida a rentabilidade operacional regulatória utilizada no mecanismo, após partilha e discussão com as empresas reguladas das RA da sua metodologia de cálculo.

2.2 Ajustamento provisório nas atividades de AGS das Regiões Autónomas

O RT em vigor, prevê que os ajustamentos da atividade de AEEGS sejam refletidos nas tarifas com um desfasamento de 2 anos.

A proposta de articulado do RT, submetida a consulta pública pela ERSE, propõe a implementação de um ajustamento provisório para o ano t-1 no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AEEGS nas RA.

A proposta prevê que o atual mecanismo de correção de desvios provisórios dos custos com capital da atividade de AEEGS deixe de ser considerado, por passar a estar incorporado no ajustamento provisório proposto que engloba a totalidade dos proveitos permitidos desta atividade.

Os proveitos permitidos desta atividade têm apresentado uma volatilidade significativa, nomeadamente, nas componentes relativas a custos com combustíveis e licenças de emissão de CO₂, fruto das flutuações dos preços destas *commodities* no mercado, originando ajustamentos nesta atividade que se revestem de grande volatilidade.

Tendo em consideração o peso destas rubricas de custos nos proveitos da atividade AEEGS e a magnitude dos desvios, a EEM concorda com a proposta formulada pela ERSE, na medida em que permite antecipar a correção aos proveitos permitidos desta atividade. Desta forma, consideramos que, para além de ser relevante para o equilíbrio económico financeiro da empresa, a proposta apresentada pode contribuir para uma maior estabilidade tarifária.

Da análise às fórmulas da Proposta do RT, constatam-se a existência de algumas inconsistências, pelo que se recomenda a reavaliação das fórmulas propostas.

2.3 Princípio da separação de ativos específicos e não específicos

A ERSE, no exercício das suas competências regulatórias, identificou a necessidade de distinguir com maior rigor os investimentos efetuados em ativos específicos e em ativos não específicos.

Segundo a ERSE, a ausência de uma prática uniforme entre as empresas reguladas quanto à classificação e reporte destes ativos tem dificultado a análise e avaliação regulatória. Neste sentido, com vista a colmatar esta lacuna, a ERSE publicou a Instrução n.º 7/2024, de 3 de outubro, que veio determinar e definir os termos do reporte segmentado dos ativos em específicos e não específicos, sendo que o primeiro envio ocorreu no reporte de informação real relativo ao ano de 2024 para efeitos do exercício tarifário de 2026.

Tendo em consideração que este processo se encontra numa fase embrionária, a ERSE entende que apenas nos reportes dos próximos exercícios tarifários se obterá informação mais detalhada e maior conhecimento sobre a natureza de ativos incluída no segmento dos ativos não específicos.

Neste contexto, a ERSE propõe a introdução no RT de um novo artigo (15.º-A), que consagra o princípio de racionalização do investimento em ativos não específicos. Desta forma, pretende assegurar que as decisões dos investimentos em ativos não específicos obedeçam a critérios de razoabilidade, devidamente fundamentados e compatíveis com os objetivos da regulação económica do setor.

Refira-se que este assunto, tem suscitado inúmeras dúvidas relativamente aos critérios de classificação dos ativos, o que, em bom rigor foi reconhecido pela ERSE numa primeira fase com a tentativa de clarificação na instrução final e agora, na redação desta proposta de alteração do RT.

Na opinião da EEM, este procedimento, para além de se encontrar disperso por várias peças regulamentares, ainda não se encontra clarificado na sua totalidade.

A título de exemplo, sublinha-se que a classificação de determinados ativos como “não específicos” – como sistemas de informação, equipamento informático e viaturas – na nossa opinião não deverá ser interpretada como sinónimo de acessório ou de suporte, uma vez que estes ativos são, na prática, essenciais para a prossecução da atividade principal das empresas reguladas.

Nestes termos, tendo em consideração que ainda existe um caminho a percorrer na sedimentação deste processo de segmentação de ativos, conforme reconhecido pela ERSE, sugerimos que se aguarde pela estabilização do processo, por forma a ser justa e transparente a aplicação de qualquer critério de razoabilidade sobre os investimentos que resultam desta classificação.

2.4 Atualização do mecanismo de custos eficientes de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas

O mecanismo de definição dos custos eficientes com a aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica nas RA, contemplado no RT em vigor, inclui duas parcelas de custos:

- i) os custos eficientes com a aquisição das *commodities*, indexado aos mercados de referência fixados pela ERSE, e
- ii) os restantes custos associados ao processo logístico de colocação dos combustíveis nas centrais termoelétricas da EDA e da EEM, nomeadamente os custos de transporte, descarga, armazenamento e comercialização de combustíveis.

O cálculo de cada uma dessas parcelas de custo é efetuado de forma independente, de acordo com os parâmetros fixados e publicados pela ERSE para o período regulatório e suportados em estudos promovidos pela ERSE, salientando-se que último estudo foi efetuado pela PwC e concluído em maio de 2021. No entanto, a formulação constante do RT agrega essas parcelas numa única variável.

Na proposta submetida a consulta pública, a ERSE propõe separar a componente de custos de armazenamento de combustíveis das restantes parcelas de custo eficientes de combustíveis (descarga, transporte e comercialização).

Com esta individualização, é proposto que os custos relacionados com o armazenamento de combustíveis sejam objeto de tratamento diferenciado dos restantes, com duas alternativas:

- i) *“a abordagem atual, em que os custos de armazenamento são definidos a partir de custos padrão apurados para instalações de armazenagem similares, sendo estes custos padrão identificados nos estudos já efetuados, ou a efetuar futuramente para a definição de custos eficientes na aquisição de combustíveis; ou, em alternativa;*
- ii) *através da realização de concursos públicos abertos, transparentes, concorrenciais e não discriminatórios direcionados apenas para a contratação da componente de armazenamento dos combustíveis adquiridos em processos concorrenciais autónomos, o que pode possibilitar o aparecimento de outros fornecedores interessados no fornecimento de combustíveis nas Regiões Autónomas.”*

Adicionalmente, no documento justificativo que acompanha a proposta apresentada, também é referido pela ERSE que *“No caso concreto das instalações de armazenamento de combustíveis, em cada Região Autónoma são, maioritariamente, propriedade ou copropriedade de um grupo económico. Esta centralização dificulta o acesso a capacidade de armazenamento e cria dificuldades logísticas a eventuais interessados no fornecimento de combustíveis às Regiões Autónomas, que não as empresas proprietárias dessas instalações de armazenagem. No atual contexto, o acesso ao armazenamento e os custos associados constituem uma barreira à aquisição de combustíveis pela EDA e EEM em regime concorrencial.”*

Tendo em consideração o pequeno enquadramento efetuado pela ERSE, a EEM deduz que a proposta apresentada pretende facilitar o acesso ao armazenamento de combustíveis, incentivando as empresas a conduzir concursos públicos em separado para essa atividade. Contudo, a proposta apresentada não evidencia de que forma o resultado de um concurso separado para a componente de armazenagem obteria resultado diferente do modelo de concurso seguido atualmente, em que se procura espelhar o mecanismo de definição dos custos com a aquisição de combustíveis, sendo a armazenagem um dos vetores sujeitos à concorrência.

Refira-se, que face à dimensão do mercado das RA e em pleno processo de transição energética não é expectável que exista interesse em investir em novas infraestruturas de armazenamento de combustíveis por parte de outras empresas.

Acresce referir, que na RAM não existe capacidade de armazenamento de gás natural e que apenas existe um centro logístico de armazenamento de combustíveis. Neste sentido, todas as aquisições de combustíveis efetuadas pela EEM são objeto de concurso público internacional, que naturalmente, já inclui a componente de armazenamento de combustíveis.

Assim, na opinião da EEM, esta segregação quando aplicada na RAM, não parece aportar eficiência ao processo de aquisição de combustíveis.

2.5 Alterações dos requisitos de informação - reporte de informação das operações intragrupo fora do âmbito dos DFPT

Na proposta de alteração ao RT, a ERSE propõe, substituir a obrigação de envio dos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT), por informação específica relativa a operações com empresas do mesmo grupo económico.

É proposto que, no ano anterior ao início de um novo período regulatório, as empresas reguladas enviem, até 15 de maio, no âmbito das Contas Reguladas, informação detalhada sobre os serviços prestados por entidades do mesmo grupo económico, referente aos dois anos anteriores, sujeitando esta informação ao processo de certificação de contas.

A EEM salienta, que apesar da dispensa do envio dos DFPT, a maioria da informação solicitada encontra-se enquadrada no seu âmbito, estabelecendo a legislação fiscal em vigor que o mesmo deve ser entregue à Autoridade Tributária até 15 de julho do ano seguinte ao período de tributação em causa.

Desta forma, julgamos que a antecipação da entrega para o dia 15 de maio poderá comprometer a qualidade da informação prestada, para além de representar uma sobrecarga administrativa significativa, numa altura crítica do ano para as empresas reguladas.

Neste contexto, sugere-se, à semelhança do CT, a manutenção da data de 31 de julho para o envio desta informação, garantindo-se, assim, o uso eficiente dos recursos e tirando partido das sinergias dos dois processos.

Na expectativa, que a exposição ora apresentada merecerá a melhor atenção da ERSE, manifestamos a nossa inteira disponibilidade para prestar quaisquer esclarecimentos adicionais que a Entidade Reguladora considere necessários.

A EEM – Empresa de Electricidade da Madeira, S. A.