

101ª Consulta Pública ERSE

Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico

Comentários Galp

05/07/2021

ÍNDICE

INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO DA PARTICIPAÇÃO DA GALP NA CONSULTA PÚBLICA.....	2
COMENTÁRIOS E CONTRIBUTOS	3
1. Apreciação geral da proposta de revisão	3
2. Eliminação da URT a aplicar a produtores	3
3. Alteração do critério de conversão do preço de potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BTN (artigo 85º)	4
4. Obrigatoriedade da opção tri-horária para as TAR a aplicar ao autoconsumo através da RESP e ao fornecimento a instalações associadas a autoconsumo (artigos 42º-E e 42º-F).....	4
5. TAR aplicável às instalações autónomas de armazenamento	5
6. Conversão dos preços de potência contratada para preços de energia com diferenciação por período horário nas TAR da mobilidade elétrica	6
7. Alteração da unidade de referência de faturação do termo tarifário fixo e da potência de mensal para diário	7
8. Disponibilização de contratos a preços dinâmicos apenas pelos comercializadores em regime de mercado.....	7
9. Alargamento do período regulatório para 4 anos (artigo 165º).....	7

Introdução e enquadramento da participação da Galp na Consulta Pública

A Galp, enquanto grupo integrado de Energia, atua no Setor Elétrico como comercializador em regime de mercado, através da empresa Galp Power, contando com uma carteira de cerca de 273.000 clientes de eletricidade¹, e como promotora de projetos de autoconsumo através da empresa Energia Independente. Está ainda presente na mobilidade elétrica, como CEME e OPC.

A proposta de revisão do Regulamento Tarifário (RT) do setor elétrico, agora colocada em consulta pública, antecede o início de um novo período regulatório, propondo alterações e simplificações ao enquadramento regulatório vigente, e, em paralelo, abrange ou discute temas ligados à transição energética como o armazenamento de energia e as tarifas dinâmicas.

Este documento reflete sobre alguns tópicos da proposta que consideramos poderem ser melhorados ou alvo de reflexão adicional.

¹ Dados da ERSE a fevereiro de 2021

Comentários e contributos

1. Apreciação geral da proposta de revisão

Na globalidade, as propostas apresentadas pela ERSE estão alinhadas com a recente evolução do setor, contribuindo para a melhoria do enquadramento regulatório.

No entanto, alertamos que não deverão ser adotadas, desde já, alterações com caráter mais disruptivo uma vez que a transposição para o quadro legal português da Diretiva (UE) 2019/944, relativa ao mercado interno da eletricidade, ainda não foi concluída e que será expectável que, no curto prazo, o enquadramento legal do setor possa ser revisto para acomodar opções de política energética associadas à promoção de projetos promotores da transição energética para uma economia de baixo carbono.

2. Eliminação da URT a aplicar a produtores

A ERSE propõe eliminar a tarifa URT aplicável à injeção de energia na rede por produtores, para harmonização com o sistema tarifário espanhol, face à inexistência de um modelo comum na Europa relativo à aplicação desta tarifa.

Consideramos esta proposta como positiva, em particular face aos objetivos de promover a produção descentralizada, considerando igualmente o reduzido impacto nas TAR derivado da sua implementação (+0,8%, sem considerar a redução correspondente no custo da energia, o que poderá levar a um impacto nulo).

Destacamos que a aplicação desta tarifa aos excedentes transacionados por autoconsumidores atua como um desincentivo ao aproveitamento dos excedentes injetados na rede (que, ao não serem transacionados, são alocados a perdas) não só pelo seu impacto financeiro, mas, principalmente, pela complexidade adicional que trazia ao processo de venda dessa energia.

No entanto, a ERSE acrescenta que *"apesar desta proposta, numa perspetiva de médio/longo prazo, poder-se-á levantar a questão da reintrodução de tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores tendo em conta a necessidade de transmitir sinais económicos corretos nas ligações às redes, o desenvolvimento a nível europeu de um quadro harmonizado de tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores e a coerência do tratamento tarifário para a presença de novos atores, incluindo tecnologia de veículos elétricos que permita a injeção na rede («vehicle-to-grid») e instalações autónomas de armazenamento"* (Documento justificativo, pág. 11).

Alertamos para a necessidade de estabilidade e previsibilidade do enquadramento regulatório, devendo, a ser aprovada a proposta, qualquer reintrodução desta tarifa no futuro ser cuidadosamente ponderada.

3. Alteração do critério de conversão do preço de potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BTN (artigo 85º)

A ERSE propõe que a componente do preço de potência em horas de ponta na tarifa URD aplicável a clientes BTN, ao ser convertida para as variáveis de preço existentes neste nível de tensão, deixe de ser alocada exclusivamente ao preço aplicado à energia ativa e passe a ser alocada também ao preço da potência contratada.

Esta proposta iria aumentar o peso do termo fixo das TAR no preço final a suportar por clientes BTN com um impacto relevante (+5 p.p. no peso da potência contratada no total das TAR), diminuindo o peso da componente associada à energia.

Sendo a situação atual e a proposta equivalentes em termos de recuperação de proveitos das atividades reguladas, consideramos que não pode ser esquecido que esta alteração vai afetar clientes em BTN, maioritariamente consumidores domésticos, que já percecionam os seus custos de energia como elevados, em particular a sua componente fixa.

Adicionalmente, aumentar o peso do termo fixo dos preços finais pode mesmo levar à criação de um desincentivo à otimização dos consumos de energia, ao fazer com que reduções de consumo e investimentos em eficiência energética se traduzam em menores poupanças efetivas em euros.

Face ao exposto, atendendo às especificidades dos consumidores em BTN, consideramos que esta proposta não deverá ser considerada na versão final do regulamento.

4. Obrigatoriedade da opção tri-horária para as TAR a aplicar ao autoconsumo através da RESP e ao fornecimento a instalações associadas a autoconsumo (artigos 42º-E e 42º-F)

A ERSE propõe que as TAR aplicáveis ao autoconsumo através da RESP sejam sempre aplicadas com uma discriminação tri-horária, de forma a criar sinais adequados à utilização das redes durante as horas fora de vazio.

O objetivo de promover a otimização da utilização das redes é legítimo. No entanto, considerando o requisito de proximidade geográfica exigido a projetos de autoconsumo com utilização da RESP, não é para nós evidente que os fluxos de energia associados ao autoconsumo através da RESP concorram com a utilização habitual das redes, uma vez que estes fluxos irão substituir parte do fornecimento atualmente garantido por comercializadores, não implicando um acréscimo na utilização das redes.

Adicionalmente, para coerência e evitar "*comportamentos oportunistas*", a ERSE propõe que, em simultâneo, as TAR a aplicar ao consumo fornecido por um comercializador a instalações em BTN associadas ao autoconsumo deverão ser limitadas à opção tri-horária.

Apesar de esta proposta fazer sentido, de um ponto de vista técnico, para coerência com a proposta de obrigatoriedade de opção tri-horária nas TAR a aplicar ao autoconsumo através da RESP, esta irá ter um impacto significativo no custo da eletricidade adquirida a comercializadores suportado pelos autoconsumidores, encarecendo-o substancialmente nos períodos de cheia e ponta face à aplicação de uma tarifa simples.

Entendemos que não é expectativa de um consumidor que adere a um projeto de autoconsumo que essa adesão traga alterações ao custo com o seu “consumo normal” (não assegurado pelo autoconsumo). É razoável assumir que, mesmo em horas de maior produção, um autoconsumidor não conseguirá satisfazer todas as suas necessidades a partir do autoconsumo, na medida em que não exista sobredimensionamento das UPAC, o que fará com que continue a ter de adquirir energia a um comercializador. Se esse fornecimento ficar, obrigatoriamente, sujeito a TAR com desagregação tri-horária, essa aquisição de energia a um comercializador ficará significativamente mais cara. Esta alteração poderá desincentivar projetos de autoconsumo coletivo, incluindo a adesão a CER.

Face ao exposto, consideramos a eventual implementação destas propostas deve ser cuidadosamente reanalisada, nomeadamente após entrarem em funcionamento projetos de autoconsumo através da RESP, avaliando a necessidade real de criar sinais à correta utilização da RESP por projetos de autoconsumo e o impacto nos preços de energia pagos pelos autoconsumidores das alterações propostas. Em particular, consideramos que a adoção da limitação tri-horária aos fornecimentos não deve seguir, necessariamente, uma decisão que venha a ser tomada no que respeita às entregas à rede.

Em qualquer caso, a ser aceite o proposto pela ERSE, entendemos que a aplicação do artigo 42º-F deve ser restringida a instalações associadas ao autoconsumo através da RESP. Não será adequado impor a opção tri-horária a uma IC com UPAC integrada que não esteja associada a IPr ou IA, o que parece decorrer obrigatoriamente da redação proposta.

5. TAR aplicável às instalações autónomas de armazenamento

A ERSE propõe aplicar TAR, deduzidas dos CIEG, às instalações autónomas de armazenamento, referindo que *“após a publicação da legislação referente à transposição para o quadro legal português da Diretiva (UE) 2019/944, relativa ao mercado interno da eletricidade, e da publicação da legislação específica relativa à atividade de armazenamento, prevista no Decreto-Lei n.º 76/2019, deverão ser avaliadas possíveis alterações”*.

Não obstante ao benefício de despoletar e adiantar a discussão sobre o tema, a proposta apresentada pela ERSE não traz alterações aos regimes de armazenamento atualmente em operação (associados a centrais hidroelétricas com bombagem e ao autoconsumo) criando apenas o enquadramento da atividade de instalações autónomas de armazenamento. Sem que esta atividade se encontre enquadrada legalmente, consideramos que qualquer proposta sobre a mesma é prematura e acrescenta pouco valor face à possibilidade de vir a ser alterada após o enquadramento legal da atividade, como a própria ERSE reconhece.

Assim, consideramos que a inclusão no RT de disposições relativas às instalações autónomas de armazenamento deve ser adiada até que o enquadramento legal da atividade seja definido.

Como sugestão adicional relativa ao armazenamento, não necessariamente a incorporar no RT mas na revisão de outros regulamentos, notamos a ausência de regulação explícita quanto a situações em que exista armazenamento de energia dentro de instalações de consumo (por exemplo, baterias ou veículos elétricos) que pode inclusivamente levar à injeção (residual) de energia na RESP. Esta situação encontra-se acautelada nos casos em que a instalação de consumo tem uma UPAC instalada (a instalação passa a poder injetar excedentes na RESP, provenham eles da UPAC ou do armazenamento) estando garantida a adaptação dos equipamentos de medição, mas não identificamos que esteja previsto o tratamento a dar a situações em que possa ocorrer injeção de energia na rede caso não exista uma UPAC associada à instalação de consumo. A ocorrência de injeção na RESP nestas situações será sempre residual, resultante de algum desequilíbrio entre o consumo e a injeção na instalação de energia armazenada, mas, mesmo assim, poderá ocorrer e deverá ser claro o seu tratamento e a necessidade de adaptação dos equipamentos de medição destas instalações. Consideramos que esta energia deve ter um tratamento equiparado aos excedentes do autoconsumo.

6. Conversão dos preços de potência contratada para preços de energia com diferenciação por período horário nas TAR da mobilidade elétrica

A ERSE propõe que, no cálculo das TAR para a mobilidade elétrica, a conversão dos preços de potência contratada para preços de energia ativa seja feita com diferenciação dos preços de energia por período horário, procedendo-se a uma imputação crescente desta componente entre horas de vazio, horas cheias e de ponta. Tal permitirá aperfeiçoar a alocação de custos, providenciando-se sinais de preço incentivadores a uma utilização eficiente das redes.

Resulta do proposto que o valor das TAR aplicável em período de ponta irá aumentar, reduzindo-se em períodos de vazio. Notamos que não foi apresentada qualquer quantificação do impacto no valor das TAR da proposta, comparando os preços resultantes da metodologia atual e da metodologia revista, tornando difícil a avaliação desta alteração.

Se, do ponto de vista da utilização das redes, a proposta faz sentido, deve ser acautelado que as variações nas TAR em períodos de ponta não se revelem demasiado elevadas para os UVE, considerando que não será sempre possível evitar carregamentos neste horário e que, atualmente, as tarifas a aplicar em horas de ponta já são consideravelmente mais elevadas do que em vazio. Deve ser garantido que esta alteração não desincentiva a adesão à mobilidade elétrica.

7. Alteração da unidade de referência de faturação do termo tarifário fixo e da potência de mensal para diário

A ERSE propõe passar a definir os termos tarifários fixos e de potência em euros por dia, até aqui definidos numa base mensal.

Esta alteração é positiva, harmonizando o critério com o setor do gás. A consulta dos valores aprovados torna-se também mais simples e transparente passando os consumidores a ver os valores aprovados refletidos diretamente nas suas faturas sem a necessidade de qualquer conversão. Estes valores já eram, na prática, aplicados em euros/dia pelos agentes.

8. Disponibilização de contratos a preços dinâmicos apenas pelos comercializadores em regime de mercado

A ERSE coloca em discussão *"a disponibilização de ofertas de preços dinâmicos apenas por parte dos comercializadores do mercado liberalizado (ML), não prevendo a disponibilização destas ofertas pelo comercializador de último recurso. O direito a um contrato de eletricidade a preços dinâmicos, a estabelecer com a transposição da Diretiva (UE) 2019/944, deve ficar limitado aos comercializadores do ML"*.

Concordamos que a oferta de modelos de *pricing* inovadores não corresponde ao esperado da atividade de comercialização de último recurso, devendo a sua aplicação ficar reservada aos comercializadores em regime de mercado. Consideramos que apenas sem a concorrência de agentes regulados existe incentivo suficiente para que os comercializadores em regime de mercado invistam neste tipo de ofertas inovadoras que, conseqüentemente, acarretam também custos adicionais de operacionalização.

9. Alargamento do período regulatório para 4 anos (artigo 165º)

A ERSE propõe que a duração do período regulatório do setor elétrico seja alargada de 3 para 4 anos.

Concordamos com o proposto, assinalando a contribuição deste alargamento para a estabilidade e previsibilidade do enquadramento regulatório. A proposta harmoniza a duração do período regulatório do setor elétrico com o setor do gás.