



Consulta Pública n.º 101

Proposta de Articulado

Reformulação do Regulamento Tarifário

Setor Elétrico

Comentários da SU Eletricidade

julho de 2021

I. ENQUADRAMENTO

O atual Regulamento Tarifário (RT) do Setor Elétrico, aprovado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) através do Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, e alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio, define os proveitos permitidos das empresas reguladas do setor elétrico a recuperar pelas tarifas de eletricidade, a estrutura tarifária, os procedimentos de fixação, alteração e publicitação de tarifas, e ainda as obrigações e procedimentos de prestação de informação.

Com a prorrogação do atual período regulatório e o início do novo período regulatório em 2022, a ERSE pretende introduzir um conjunto de alterações regulamentares, destinadas a adaptar o RT ao contexto de transição para uma economia neutra para o clima, que tem particular incidência no setor elétrico por promover a sua descarbonização, descentralização e digitalização.

Neste contexto, através da Consulta Pública n.º 101, foi submetida à discussão dos interessados a proposta de reformulação do RT, tendo por objeto a atualização dos mecanismos e metodologias de regulação ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura tarifária.

Sem prejuízo da necessidade de se proceder a outras alterações regulamentares, decorrentes da expectável revisão das bases do Sistema Elétrico Nacional (SEN), a ocorrer no seguimento da transposição da Diretiva (EU) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno de eletricidade, a presente proposta integra ainda alterações decorrentes da revisão do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) e outros desenvolvimentos regulatórios entretanto verificados.

A SU ELETRICIDADE, S.A. agradece esta oportunidade, apresenta seguidamente os seus comentários e sugestões, esperando contribuir assim de forma positiva para o novo Regulamento a publicar, e manifesta a sua disponibilidade para os demais esclarecimentos que a ERSE considere pertinentes.

II. COMENTÁRIOS GERAIS

Não obstante constituir um imperativo legal, a SU ELETRICIDADE considera positiva a iniciativa da ERSE de realização de uma consulta pública sobre a proposta de revisão do RT, a bem da transparência e da racionalidade das opções e decisões a tomar, que influenciam, determinadamente, a atuação dos diversos *players* no mercado.

Em termos das principais alterações propostas ao nível da estrutura tarifária, a SU ELETRICIDADE reconhece vantagens num regime harmonizado ao nível ibérico e na eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte aos produtores. Já no que respeita à introdução de preços dinâmicos na eletricidade em Portugal, defende que a obrigatoriedade de disponibilização de ofertas se restrinja ao mercado liberalizado.

Relativamente às principais propostas de alteração das metodologias de regulação e cálculo dos proveitos permitidos, reconhece-se vantagens no alargamento do período tarifário, salvaguardando-se a necessidade de se realizarem revisões anuais que salvaguardem ocorrências extraordinárias. No que se refere aos custos aceites pela ERSE, a SU ELETRICIDADE revê-se também na inclusão de uma componente associada aos custos de investimento, sugerindo que esta parcela seja devidamente explicitada, à semelhança do sucedido no modelo de regulação aplicável às Regiões Autónomas (RA). Considera-se ainda que se deve autonomizar a margem de comercialização da componente de custos não controláveis do CUR e atribuir uma remuneração em linha com as melhores práticas europeias. Finalmente, entende-se ser uma boa prática a monitorização pela ERSE da posição financeira das empresas reguladas, agora introduzida na revisão do RT.

Por último, com a prevista extinção das tarifas reguladas, importa acautelar os diferentes enquadramentos e regimes remuneratórios aplicáveis aos produtores em regime especial, conferindo um quadro de maior clareza e transparência ao mercado.

III. COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

Face às propostas de atualização dos mecanismos e metodologias de regulação colocados em discussão pela ERSE, no documento de Proposta de reformulação do RT do setor elétrico, a SU ELETRICIDADE apresenta seguidamente os seus comentários específicos, ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura tarifária, nas matérias com particular impacto nas atividades por si desenvolvidas, enquanto Comercializador de Último Recurso e também Facilitador de Mercado.

1. ESTRUTURA TARIFÁRIA

1.1. Eliminação da tarifa de URT a aplicar aos produtores

O regulador Espanhol (CNMC), com a publicação da Circular 3/2020, de 15 de janeiro, veio proceder a alterações à estrutura das tarifas de transporte e distribuição, deixando de ser cobrada a designada Tarifa-G, até então aplicada aos produtores. Esta tarifa, estabelecida desde 2012, assentava na necessidade da introdução de um sinal económico de localização às instalações de produção, determinando assim uma maior eficiência nas ligações à rede e contribuindo também para o financiamento da rede de transporte. Com o objetivo de seguir um regime harmonizado com Espanha, também, em Portugal, se introduziu então a tarifa de Uso da Rede de Transporte (URT) a aplicar aos produtores.

Não existindo atualmente congestionamentos nesta rede em Espanha e não sendo, como tal, necessário fornecer sinais locacionais, a CNMC, seguindo a orientação da Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) de que as tarifas de uso de redes refletissem os custos, aprovou a eliminação da tarifa de uso de rede aplicada à injeção em Espanha.

Uma vez mais, com o objetivo de seguir um regime harmonizado com Espanha e na ausência de um modelo comum na Europa, a ERSE propõe também a eliminação da URT aos produtores em Portugal, obviando assim uma clara desvantagem competitiva, num mercado concorrencial com os produtores espanhóis, suprimindo barreiras ao desenvolvimento do autoconsumo.

Face ao exposto, a SU ELETRICIDADE entende a relevância da eliminação da tarifa de URT aplicada aos produtores, não obstante, considerar que a entrada em vigor desta alteração tarifária coloca algumas questões de natureza operacional que importam ser devidamente enquadradas, nomeadamente no âmbito da sua função de Facilitador de Mercado.

A Diretiva ERSE n.º 5/2021, de 24 fevereiro, relativa à Definição do parâmetro de encargos suportados pelos produtores em regime especial no âmbito da norma transitória do artigo 8.º do Decreto-lei n.º 76/2019, estabelece, no artigo 4º do seu Anexo I, a obrigatoriedade de pagamento dos referidos encargos, desde o início da aplicação do contrato entre o produtor e o CUR. Nas circunstâncias em que os referidos encargos “não tenham ainda sido aplicados”, a Diretiva determina a sua faturação “com efeitos

retroativos até ao início da aplicação desse mesmo contrato”, que pode ser anterior à entrada em vigor do novo RT. Neste caso, importa clarificar que estes produtores deverão proceder ao pagamento da tarifa URT até à data da entrada em vigor do novo Regulamento.

Adicionalmente, no que se refere ao primeiro Leilão Solar, deverá ser revista a Cláusula 10.^a, relativa a Remuneração e encargos, do Contrato de Compra de Energia Elétrica a Centros Eletroprodutores Fotovoltaicos Adjudicatários no Leilão de Capacidade Solar de 2019 abrangidos pelo Regime de Remuneração Garantida.

De notar que, a operacionalização desta alteração tarifária, com impacto no desenvolvimento da função de Facilitador de Mercado, implica também a revisão da regulamentação aplicável, com destaque para os seguintes documentos:

- Diretiva ERSE 5/2021, de 24 de fevereiro de 2021 - Definição do parâmetro de encargos suportados pelos produtores em regime especial no âmbito da forma transitória do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019.
- Instrução ERSE n.º 3/2021, de 7 de abril de 2021 - Instrução de operacionalização do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, no âmbito do relacionamento comercial do Facilitador de Mercado com o Operador de Rede de Transporte.

1.2. Disponibilização de ofertas de preços dinâmicos

A Diretiva (EU) 2019/44, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, carecendo ainda de transposição ao nível nacional, determina a obrigatoriedade do quadro regulamentar nacional permitir aos comercializadores oferecerem contratos de eletricidade a preços dinâmicos que possibilitem aos consumidores ajustar o seu consumo em função das variações de preço em tempo real. O seu artigo 11.º vem ainda estabelecer o direito dos clientes finais solicitarem a celebração destes contratos a todos os comercializadores que tenham mais de 200 mil clientes finais.

Tal como avaliado e proposto pela ERSE, a SU ELETRICIDADE concorda que a oferta de preços dinâmicos seja disponibilizada exclusivamente pelos comercializadores em mercado liberalizado. Na realidade, a referida Diretiva enquadra o acesso a contratos de eletricidade a preços dinâmicos como uma forma de atenuar os efeitos de distorção das obrigações de serviço público de fixação dos preços de comercialização de energia, assegurando, assim, “que todos os beneficiários da fixação de preços estejam em condições de beneficiar das ofertas disponíveis no mercado concorrencial quando escolham fazê-lo”. Neste sentido, é nosso entendimento que a Diretiva não se aplica aos comercializadores regulados, excluindo o CUR da obrigatoriedade de disponibilização de ofertas de preços dinâmicos.

Adicionalmente, a SU ELETRICIDADE também não reconhece vantagens numa disponibilização de ofertas de preços dinâmicos por parte do CUR, na medida em que:

- O acesso a contratos de eletricidade a preços dinâmicos implica um conhecimento sólido dos clientes, em particular dos clientes domésticos e em BTN, que devem encontrar-se muito bem informados sobre os benefícios e potenciais riscos em termos de preços, de modo a serem recetivos a este tipo de ofertas e não serem penalizados. A dinamização da difusão desta informação terá de ser efetuada por campanhas junto dos clientes. No entanto, sendo disruptiva face à realidade atual, o risco de não adesão do mercado regulado às ofertas de tarifas a preços dinâmicos poderá ser significativo.
- Tal risco não deve ser subestimado, antes devendo ser devidamente atendido numa decisão de investimento. A SU ELETRICIDADE considera que, face aos prazos de extinção das tarifas transitórias de venda a clientes finais e à evolução do número de clientes do CUR, dificilmente se encontraria razoabilidade económica para os custos de investimento em processo e sistemas, resultantes da implementação de ofertas a preços dinâmicos.

Tendo presente o risco de adesão reduzida e os significativos custos de investimento, a SU ELETRICIDADE entende conveniente que, tal como previsto na Diretiva (EU) 2019/44, se avalie previamente “o potencial para tornar mais dinâmica ou reduzir as componentes fixas nas faturas de eletricidade e, se esse potencial existir, tomar as medidas apropriadas”. A introdução de preços dinâmicos na eletricidade em Portugal configura uma alteração significativamente disruptiva na estrutura tarifária para não serem devida e previamente avaliados os seus impactos, sendo desejável que tal decisão seja precedida da realização de um projeto piloto, monitorizado pela ERSE, a fim de maximizar os seus benefícios e a sua eficácia.

2. PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS

2.1. Alteração da duração do Período Regulatório para 4 anos

Sustentando na maturidade das atividades reguladas no setor elétrico e em linha com a alteração já efetuada no setor do gás, bem como com as práticas e recomendações ao nível europeu, a ERSE apresenta uma proposta de alargamento da duração do período regulatório de 3 para 4 anos.

A SU ELETRICIDADE reconhece que a maior duração do período regulatório contribui para uma maior estabilidade e previsibilidade do quadro regulatório e, como tal, uma maior capacidade de se adaptar às metodologias regulatórias que lhe são aplicáveis. No entanto, períodos regulatórios mais longos colocam a Empresa mais suscetível em caso de ocorrências extraordinárias, pelo que seria recomendável que, o alargamento do período regulatório, fosse acompanhado por uma análise anual, por parte da ERSE, aos resultados da SU ELETRICIDADE, com a correção da situação no ano seguinte nas situações identificadas como excecionais, evitando colocar em risco o equilíbrio económico-financeiro da Empresa.

2.2. Incorporação de gastos de investimento nos custos aceites dos CUR

Desde a sua constituição e até 2018, a SU ELETRICIDADE esteve sempre enquadrada num modelo organizativo em que os ativos de suporte à atividade de Comercialização se encontravam na esfera de atuação de outras empresas, pelo que o CUR apenas apresentava investimento em sistemas de apoio à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.

Na realidade, até ao então, os ativos relacionados com as operações comerciais encontravam-se registados na empresa de prestação de serviços comerciais, ou seja, na EDP Soluções Comerciais, e o ativo relacionado com o sistema comercial encontrava-se registado na E-REDES, pelo que os custos de investimento relacionados com estas aplicações eram transferidos para a SU ELETRICIDADE através da faturação de uma prestação de serviços anual.

A partir de 2017, os imperativos legais e regulamentares, relacionados com a separação de atividades, conduziram à necessidade de adaptação do modelo organizativo vigente. Tal implicou a transferência de todas as operações comerciais da empresa prestadora de serviços comerciais para a SU ELETRICIDADE, a implementação da nova marca, a criação da nova rede de lojas próprias e exclusiva, a colocação em serviço de novos sistemas de índole comercial e de gestão de dados e o desenvolvimento de um novo *site*. Consequentemente, no corrente período regulatório, a SU ELETRICIDADE passou a suportar, diretamente, investimentos significativos na sua atividade de Comercialização, os quais anteriormente eram assumidos por outras empresas do Grupo EDP, que por sua vez faturavam os custos com os investimentos realizados através da prestação de serviços.

Contrariamente ao sucedido em relação à atividade de Comercialização de Energia Elétrica das Regiões Autónomas, o proveito permitido da SU ELETRICIDADE não incluía qualquer parcela autónoma que considerasse estes custos de investimento. Com a presente proposta de revisão tarifária, a ERSE propõe agora incluir estes valores de investimento na componente de custos não sujeitos a eficiência do proveito permitido, “Parcela Z” e não proceder alterações do respetivo modelo de regulação por entender que “a atividade de comercialização se encontra em *phasing out*”.

Pese embora a SU ELETRICIDADE entenda a opção da ERSE de os custos aceites passarem a incluir uma componente associada à remuneração de ativos, não pode, no entanto, deixar de considerar que, a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, inicialmente prevista para o final de 2015 e sucessivamente adiada, não deve ser impedimento para uma revisão da fórmula de cálculo dos proveitos permitidos prevista no artigo 109.º do RT. No nosso entender, esta fórmula deve passar a incluir explicitamente parcelas fora das metas de eficiência, relacionadas com as amortizações e a remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização, reproduzindo assim o modelo de regulação aplicado nas RA dos Açores e da Madeira.

Adicionalmente, tendo em conta que estes investimentos estão sujeitos à aceitação por parte do Regulador, a SU ELETRICIDADE entende ser relevante submeter, previamente, à aprovação da ERSE, o plano de investimentos a realizar no ano seguinte, juntamente com o documento das contas reguladas, disponibilizado anualmente até 15 de junho.

Revela-se ainda importante a clarificação do tratamento a dar às amortizações relativas ao investimento da atividade de comercialização que possam ficar por contabilizar após a extinção das tarifas transitórias, prevista para 2025.

2.3. Margem de comercialização do CUR

No entender da ERSE, o processo de extinção das tarifas reguladas de vendas a clientes finais e a necessidade de se recuperar custos decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes do CUR, justifica a existência de uma margem de comercialização, atribuída através da parcela de custos não controláveis do proveito permitido da atividade de Comercialização.

A inclusão desta componente de custo nos proveitos permitidos da SU ELETRICIDADE é avaliada anualmente pelo Regulador e, de forma diferente ao sucedido relativamente aos restantes parâmetros regulatórios, decidida caso a caso, em função do desempenho económico e financeiro da Empresa. Daqui resulta que, apenas em 2015, a margem de comercialização foi aceite, a título excecional.

De um *benchmarking* efetuado, conclui-se que a margem de comercialização é uma componente fundamental do proveito permitido da atividade de comercialização regulada sendo adotada por vários reguladores europeus:

País	Entidades	Referência
		2016 Min 1,00% das vendas Max 3,50% das vendas
		≥2014 2,20% das vendas
		≤2011 1,30% das vendas
		≥2016 1,25% das vendas

Com efeito, quer as entidades reguladoras de países onde ainda existem ou existiram até há alguns anos tarifas reguladas de venda a clientes finais, tais como a Espanha, a

Irlanda do Norte e a República da Irlanda, quer as entidades reguladoras de países que já finalizaram a liberalização do mercado retalhista de eletricidade, como o Reino Unido, consideram que os proveitos da atividade de comercialização, para além dos custos eficientemente incorridos pela empresa, devem incluir uma remuneração adequada pelo desempenho dessa atividade.

Estas entidades reguladoras têm igualmente em comum o facto de reconhecerem que a atividade de comercialização não é intensiva em capital e, por esse motivo, optarem por estabelecer uma margem de comercialização, medida em Percentagem das Vendas, em alternativa à remuneração do ativo:

- Em Espanha, a *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)*, no seu “*Informe sobre el Margen Comercial que corresponde aplicar a la actividad de Comercialización de Referencia*”, de maio de 2016, defende a aplicação de uma margem compreendida entre 1% e 3,5% das Vendas, cujo ponto médio do intervalo se situa em 2,25%.
- Na Irlanda do Norte, desde o *Price Control* que se iniciou em abril de 2014 que vigora uma margem de comercialização equivalente a 2,2% das Vendas.
- Na República da Irlanda, até à liberalização total do mercado, em abril de 2011, a margem de comercialização era determinada por forma a que o EBIT do comercializador regulado igualasse 1,3% das Vendas (líquidas dos custos de comercialização).
- No Reino Unido, a Ofgem utiliza um valor de referência que corresponde a 1,25% das Vendas para avaliar a rentabilidade das empresas comercializadoras que subcontratam o *trading* de energia, elevando-se para 2% caso essa função seja executada internamente.

Face ao exposto, a SU ELETRICIDADE considera que a fórmula de cálculo do proveito permitido da Comercialização deve autonomizar a margem de comercialização da componente de custos não controláveis, sugerindo que a ERSE passe a utilizar os referenciais adotados pelas entidades reguladoras atrás identificadas como *benchmark* para estabelecer um montante que permita à SU ELETRICIDADE obter uma remuneração em linha com a das suas congéneres europeias, o qual dispensaria a remuneração do ativo fixo afeto à atividade.

2.4. Princípio da sustentabilidade da estrutura financeira das entidades reguladas

A monitorização da situação económico-financeira da Empresa é considerada como uma boa prática. No entanto, o artigo 13º-A, não se encontra suficientemente explícito para se entender em que moldes essa monitorização deverá ocorrer.

Na operacionalização dessa medida importa ter em conta que a estabilidade tarifária nos últimos anos tem assente na existência de um mecanismo de alisamento quinquenal do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, o qual

tem conduzido a necessidades de financiamento por parte da SU ELETRICIDADE que anualmente superam os mil milhões de euros.

Importa ainda clarificar que a informação a monitorizar deve referir-se a informação real. Na realidade, a dívida financeira da SU ELETRICIDADE é fortemente influenciada pelos ajustamentos tarifários e alisamentos quinquenais do sobrecusto da PRE, e uma vez que os valores previsionais são construídos com base nas tarifas em vigor, a dívida financeira apresentada nas contas previsionais não deverá ser tida em conta para análises de sustentabilidade financeira.

3. ALTERAÇÕES DE MELHORIA E ATUALIZAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

3.1 Simplificação e clarificação do cálculo dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

O artigo 105.º estabelece a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, distinguindo os produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados no Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio.

Para efeitos do proposto na revisão deste artigo, importa clarificar quais os produtores enquadráveis ao abrigo do referido diploma. Em particular, esclarecer o enquadramento dos produtores que constituem a carteira do Facilitador de Mercado; dos produtores com remuneração garantida cujos títulos de reserva de capacidade foram atribuídos no âmbito do primeiro Leilão Solar, em julho de 2019; e das Unidades de Pequena Produção (UPP), ao abrigo do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, enquadradas como PRE.

3.2 Extinção das tarifas reguladas

Com a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, atualmente prevista ocorrer em 2025, importa clarificar o enquadramento aplicável a situações específicas da Compra da Produção de Energia em Regime Especial com preços fixados administrativamente indexados às tarifas reguladas, no contexto da atividade do CUR.

- Atualmente, aos produtores em regime especial enquadráveis no disposto no Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, é lhes aplicável uma remuneração da energia produzida indexada à tarifa praticada para os consumidores da rede recetora correspondente ao nível de tensão imediatamente superior àquele em que é feita a interligação produtor-unidade recetora. Contudo, as tarifas reguladas de média tensão (MT) irão deixar de ser publicadas para o ano de 2022.

Torna-se assim necessário esclarecer como irá ser processada a faturação dos 4 produtores da carteira do CUR que se encontram nestas circunstâncias.

- O Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de março, complementado pela Portaria nº 764/2002, de 1 de julho, veio regular a atividade de produção de energia elétrica em baixa tensão (BT) determinando o sistema regulatório aplicável à entrega de excedentes à rede pública. Tendo em consideração os produtores licenciados ao abrigo deste diploma e a previsibilidade da extinção da tarifa BTE, torna-se necessário clarificar como irá ser processada a faturação dos 4 produtores que se encontram atualmente na carteira do CUR nestas circunstâncias.

Atendendo a que a legislação é omissa quanto à data de transição daqueles produtores para o regime de mercado, a mesma importa ser estabelecida.