

Contributos à Consulta Pública (CP 134) sobre a “Proposta de Alteração do Regulamento Tarifário”

Os contributos sobre a CP 134 da ERSE “Regulamento Tarifário” irão incidir apenas sobre dois temas, o do “Acesso à Rede por Acordo entre os Interessados e o Operador da Rede” e o do “Acesso à Rede com Restrições”, tomando como referência o texto do “Documento Justificativo”.

1 . Atribuição de Título de Reserva de Capacidade de injeção na rede (TRC) na modalidade de acordo entre o Interessado e o Operador da rede

1.1 - Enquadramento: A ERSE vem reconhecer que a especificidade da modalidade de Acordo entre o Interessado e o Operador “pode levar a que não haja uma equivalência exata entre as receitas obtidas através dos pagamentos do requerente e os custos diretos e indiretos dos investimentos realizados pelo operador de rede”.

Neste sentido, a ERSE vem propor a “definição de critérios específicos de tratamentos dos custos e receitas decorrentes dos investimentos realizados no âmbito da modalidade de Acordo, de uma forma que preserve os benefícios desta modalidade para o sistema elétrico e que elimine eventuais desequilíbrios económicos que possam ocorrer face às restantes modalidades de atribuição de TRC, assim, contribuindo, igualmente, para a não discriminação dos agentes no acesso às redes”.

Contributo: Concorda-se com este entendimento da ERSE, embora ele seja muito tardio, pois a priorização e a decisão sobre um vasto conjunto de projetos estratégicos de investimento na rede têm vindo a ser tomadas através de distintos mecanismos de aprovação, por exemplo, por decisão direta do Ministério do Ambiente e Energia, por Acordo com os Interessados ou por inscrição em PDIRT-E e posterior aprovação da ERSE.

Os objetivos que se procuram atingir com os projetos de investimento em jogo, envolvem, por vezes, os diferentes canais de decisão e aprovação referidos anteriormente, mas são de natureza interrelacional e de interferência mútua. Deste modo, os investimentos na rede deveriam ter apenas um único interlocutor como decisor final a que se associaria apenas um só mecanismo de remuneração em vez de estarem distribuídos por diferentes métodos e entidades. Este modelo permitiria ao Operador ter uma visão global e integrada da evolução do sistema a longo prazo o que lhe criaria as melhores condições de definir uma trajetória custo-eficaz de longo prazo.

Por exemplo, os Acordos, que exigem avultados investimentos estratégicos na rede, são pagos pelos Requerentes, mas depois da sua conclusão esses projetos de investimento servem não só para integrar a potência dos Interessados mas também, e não menos importante, dotam a rede com segurança acrescida, maior capacidade de interligação e margem adicional para receber potência de novas centrais e ligar novos clientes. Ou seja, os Acordos contribuem para o aumento da segurança e da capacidade de receção da rede, em benefício do sistema. Diz a legislação que o Interessado só será ressarcido se, no prazo de 5 anos, surgirem novos candidatos na forma de Acordo. E se não surgirem? E se o Governo decidir abrir leilões (concursos) para essa potência criada, quem vai ressarcir os Requerentes dos Acordos?

Contributos à Consulta Pública (CP 134) sobre a “Proposta de Alteração do Regulamento Tarifário”

1.2 - Enquadramento: Esclarece ainda o Regulador que pode não haver “uma equivalência exata entre as receitas obtidas através dos pagamentos do Interessado e os custos diretos e indiretos dos investimentos realizados pelo operador de rede”.

Contributo: O mais certo é que não haja mesmo essa equivalência entre pagamentos e custos, pela simples razão, se outra não houvesse, de que os encargos de gestão e estrutura são variáveis de ano para ano e, nesta atribuição de custos por parte da REN, foram considerados constantes ao longo dos três processos de Acordo já desenvolvidos, que ocorreram entre 2020 e 2025. De facto, os níveis de investimento da REN estão a crescer de forma nítida nos últimos anos o que, em termos relativos, acarreta uma diminuição destes encargos de gestão e estrutura, efeito que não está refletido nos números constantes nos referidos Acordos entre o Requerente e o Operador.

1.3 - Enquadramento: A ERSE propõe a definição, neste documento em CP, de uma metodologia de cálculo do montante financeiro que o Operador pode exigir aos Interessados o qual corresponde aos custos diretos e indiretos dos investimentos realmente concretizados afetado pela aplicação da taxa de custo do capital próprio (definida em sede de parâmetros oficiais), mas aplicada apenas a uma parcela do custo total dos investimentos.

Contributo: Na prática a REN aplica uma taxa de 31,8% sobre os custos dos reforços necessários realmente incorridos (custos diretos externos) que, segundo a REN, reflete “os encargos com custos internos do ORT associados a reforços da RNT ... atribuíveis ao respetivo acordo, no respeito do equilíbrio económico para a REN, numa perspetiva de neutralidade regulatória ao longo da vida útil do ativo.

É através desse multiplicador que se incluem os efeitos das necessárias prestações afetas aos ativos em causa, designadamente, os custos capitalizáveis, o regime de incentivos regulatórios e o custo económico de prestação do serviço de integração dos reforços na rede e do risco implícito na construção e exploração da referida infraestrutura no seu ciclo de vida”.

A REN afirma de forma inequívoca que esta taxa reflete uma neutralidade regulatória ao longo da vida do projeto e o risco implícito da exploração da infraestrutura no seu ciclo de vida.

Ora esta metodologia é contraditória com a metodologia alternativa de Acesso Geral em que o risco (e proveito) da exploração da infraestrutura ao longo do seu ciclo de vida é integrado nos proveitos reconhecidos pelo Regulador.

Para garantir a equidade de tratamento regulatório a estas duas modalidades de acesso, por Acordo ou Geral, a taxa que o Operador aplica aos Interessados na modalidade de Acesso por Acordo não deve incluir o fator de risco da exploração do ativo ao longo de toda a sua vida útil.

Para além disso, importa ressaltar que o projeto de reforço de que estamos a tratar é um investimento estrutural da rede que tem uma finalidade multi-objetivo no sistema elétrico não sendo

Contributos à Consulta Pública (CP 134) sobre a “Proposta de Alteração do Regulamento Tarifário”

apenas o Interessado o único beneficiário, sendo esta uma razão adicional para demonstrar que a taxa que o Operador aplica, obrigando um único interessado a suportar os encargos com um ativo que beneficia todo o sistema, é desproporcionada e induz um tratamento não equitativo entre os atores do sistema elétrico.

1.4 - Enquadramento: A ERSE propõe que a metodologia proposta nesta CP se aplique aos investimentos em infraestruturas entrados em exploração após a revisão do RT (Regulamento Tarifário), independentemente de quando foram assinados os respetivos acordos.

Contributo: De acordo.

2 . Acesso à Rede com Restrições

2.1 - O Acesso à Rede com Restrições é um desiderato da legislação nacional, para o qual os Operadores devem propor soluções aos interessados. Ele é determinante para o uso eficiente do sistema no seu conjunto “rede+produção”. Mas o atraso na sua operacionalização está a induzir custos acrescidos e ineficiências no sistema elétrico.

O modo da sua atribuição não pode ser baseado apenas em informações de capacidade permitida pontual e unívoca, pois este tipo de informação não permite uma avaliação económica do risco que envolve o modelo económico do interessado, mas antes deve ser fundamentado em análises probabilísticas do sistema elétrico que permitem fornecer a indicação do valor de capacidade de injeção permitido e sua probabilidade de ocorrência.

A referência que é feita no texto justificativo desta CP às 3000h de funcionamento máximo expetável das CCGTs, e que libertaria espaço para utilização da rede por outros interessados nas restantes horas do ano, deve ser entendido apenas no contexto exposto no parágrafo anterior de que o sistema elétrico deve ser simulado como um todo, envolvendo todas as tecnologias de produção em simultâneo, e não apenas as CCGTs.

O critério que a ERSE vem propor para as CCGTs também se deveria aplicar de igual forma às centrais eólicas ou solares, que têm um número de horas de funcionamento equivalente de 2500-3000h e 1800-2000h, respetivamente. Caso esta proposta na CP fosse implementada, aplicada exclusivamente às CCGTs, estava a fornecer uma informação parcial e distorcida de funcionamento do sistema elétrico, colocando em causa o rigor e universalidade dos pressupostos dos cálculos não tendo, por isso, razoabilidade prática.

De facto, todas as centrais em conjunto, com os seus padrões complexos e interrelacionados de funcionamento, fazem parte dos parâmetros que condicionam o funcionamento do SEN, não esquecendo o importante e decisivo papel das centrais hídricas reversíveis.

Contributos à Consulta Pública (CP 134) sobre a “Proposta de Alteração do Regulamento Tarifário”

Como é referido na legislação (Padrões de Segurança de Simulação da RNT) para avaliar a capacidade de receção de nova geração o sistema é simulado para a situação N (normal, com todos os elementos da rede disponíveis) e para a situação N-1 (quando falha um elemento do sistema, quer seja linha, transformador ou grupo gerador), para as situações identificadas como mais plausíveis que caracterizam o funcionamento do SEN.

As condições de partida para a simulação do sistema têm de ser muito claras e baseadas na melhor informação oficial de que se dispõe. Esta informação não pode (não deve) ser ajustada aqui ou acolá para facilitar uma ou outra exceção. A isenção, transparência, rigor e universalidade na definição das condições de partida tem de estar sempre presente.

Como será natural, a capacidade de receção de nova geração estará limitada por situações N-1, isto é, perante a falha de um elemento da rede. Só em casos muito pontuais é que a situação N poderia ser mais restritiva do que a simulação em contingência N-1.

A simulação em situação N-1 é caracterizada pela probabilidade de ocorrência da falha de um determinado elemento da rede e respetiva duração (que dependerá do tempo de reposição ou reparação da falha). Para a sua avaliação deve ser usado o método probabilístico de funcionamento do sistema nas mais variadas situações de operação e de uma forma cronológica e sequencial, permitindo determinar o valor e a duração das restrições de receção de nova capacidade de geração, através do fornecimento de indicadores probabilísticos que permitem avaliar o risco associado.

Só assim, estando caracterizada a restrição de acesso à rede e sua probabilidade de ocorrência, o Interessado poderá decidir com base em informação confiável e concreta se aceita a “Ligação com Restrições” proposta pelo Operador.

Face ao exposto considera-se que não deve ser dado qualquer incentivo tarifário à modalidade de criação de capacidade de acesso com restrições nos moldes que a ERSE propõe nesta CP, pois ela deve ser desenvolvida como obrigação legal pelos Operadores como está plasmado na legislação pelo menos desde 2022.

Antes sim, e se a ERSE entende que se deve atribuir uma figura de incentivos nesta área, faria muito mais sentido atribuir esse incentivo regulatório à disponibilização de acesso “firme”.

2.2 - No seu documento justificativo a ERSE refere que “Na RND existe atualmente capacidade disponível, da ordem dos 6 GW, que não pode ser atribuída pelo ORD como firme, devido a limitações impostas a montante pelo ORT. No entanto, parte desta capacidade pode ser atribuída na modalidade de acesso com restrições.”

Não se concorda com esta afirmação e no conceito que em si encerra, visto que, em termos sistémicos, aceitar a ligação de nova potência de geração na rede de distribuição ou na rede de transporte tem exatamente o mesmo efeito restritivo na rede de montante, ou seja, do ponto de vista do constrangimento que provoca no funcionamento da rede de transporte. Dito de outro modo,

Contributos à Consulta Pública (CP 134) sobre a “Proposta de Alteração do Regulamento Tarifário”

se hipoteticamente o ORT vier a criar uma solução de investimento para maior injeção de potência na rede de distribuição, é porque também a criou simultaneamente na rede de transporte. Não se deve priorizar a capacidade de receção numa das redes, neste caso na rede de distribuição, em detrimento da outra, exceto quando houver razões técnicas ou económicas que o justifiquem. A igualdade de tratamento deve manter-se por questões de equidade e transparência.

Não obstante, a boa cooperação entre o ORT e o ORD é fundamental para otimizar os desenvolvimentos da rede com interferência mútua.

2.3. Pelas razões técnicas apontadas de que o acesso à rede com restrições deve ser fundamentado em indicadores probabilísticos, não se concorda com a proposta desta CP de que se deve avançar, desde já, com o valor de 1500 para o número de horas anuais que deverá ser utilizado pelos operadores de rede para identificarem o potencial de capacidade de acesso com restrições, para a ligação de produção ou de armazenamento autónomo, em cada uma das suas infraestruturas.

A multiplicidade de situações de operação da rede é imensa, a que se associa a probabilidade de ocorrência de situações de indisponibilidade de elementos da rede que, de facto, provocam restrições, pelo que não faz sentido estar a definir limites de restrição de 1500h como a proposta da ERSE sugere.

O Requerente de uma ligação só pode decidir perante uma situação bem caracterizada de volume de produção em risco, sua probabilidade de ocorrência, informação que pode ser complementada e detalhada, por exemplo, por épocas sazonais ou horas diurnas e noturnas.

2.4 - A função armazenamento de energia funciona em contraciclo com a produção das energias voláteis e intermitentes e, como tal, o seu acesso à rede deve ter um tratamento individualizado tendo em conta essas particularidades. É pois de grande importância que o ORT e Entidades que tutelam o setor prestem a máxima atenção a este tópico, sob pena de comprometer a trajetória custo-eficaz de desenvolvimento do sistema elétrico.

Concorda-se pois com o considerando do texto introdutório da ERSE de que se deve dar especial atenção a este tema. E acrescenta-se que este tema deva ser um dos pontos a aprofundar no diálogo entre ORT e ORD no sentido de poder atribuir licenças de armazenamento autónomo na rede de distribuição onde ele pode ter múltiplas valias, quer em termos de evitar investimentos de rede de distribuição, quer na sua contribuição para o sistema como um todo.

Com os melhores cumprimentos,