TRÊS ANOS APÓS O DECRETO-LEI N.º 15/2022: QUO VADIS?

FREDERICO VIDIGAL

Em janeiro de 2022, o [Decreto-Lei n.º 15/2022](#), (“**DL 15/2022**”) redefiniu as regras do Sistema Elétrico Nacional (“**SEN**”), ao transpor a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, sobre o mercado interno de eletricidade, e a Diretiva (UE) 2018/2001 relativa às energias renováveis. Bem-intencionado, o legislador produziu alterações significativas na organização e funcionamento do SEN, consolidando num único diploma o licenciamento de distintas realidades ligadas à produção de energia, o autoconsumo e o armazenamento. Introduziu ainda outras figuras, nomeadamente a hibridização, o reequipamento e o sobreequipamento, destinadas a mitigar a escassez da capacidade de rede e otimizar a integração de energia na rede pública.

Em março de 2024, o mesmo Governo (cessante à altura) reconheceu publicamente os atrasos significativos nos processos de licenciamento de projetos eólicos e fotovoltaicos, assim como as fragilidades do enquadramento legal que ele próprio havia estabelecido. Como resposta, cria a Estrutura de Missão para o Licenciamento de Projetos de Energias Renováveis (EMER 2030), para agilizar o desenvolvimento destes projetos e assegurar o cumprimento das metas definidas no Plano Nacional de Energia e Clima para 2030.

Para cumprir estes objetivos, a EMER promoveu, em junho de 2024, uma consulta pública que veio a culminar, já em dezembro, com a publicação do [Decreto-Lei n.º 99/2024](#). Este diploma procedeu à transposição parcial da [Diretiva \(UE\) 2023/2411](#), do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de outubro de 2023 — a chamada RED III —, a qual estabelece um conjunto alargado de medidas, algumas com prazos de transposição definidos. Foi menos que o esperado e algumas das disposições da RED III com alterações mais profundas não foram incorporadas no DL 15/2022, também por envolverem alterações a outros regimes legais fora do âmbito específico do SEN.

Este é, a nosso ver, um momento crucial para, tirando partido da transposição ainda em falta da RED III, dar resposta a muitas das barreiras que continuam a dificultar a concretização de novos projetos.

De facto, passados pouco mais de três anos da entrada em vigor do DL 15/2022, nenhum dos modelos para atribuição de capacidade de injeção na rede pública está atualmente disponível, o que tem impedido o desenvolvimento de novos projetos renováveis, sobretudo de produção centralizada, armazenamento autónomo e de autoconsumo com uso das infraestruturas da rede pública que tenham uma capacidade de injeção na rede elétrica superior a 1 MVA.

O acesso à rede pelo regime de acesso geral está suspenso desde o dia 20 de março de 2020, e, embora o DL 15/2022 determinasse que a publicação da capacidade disponível deveria ocorrer até ao dia 15 de julho de 2022, essa informação só foi divulgada pela DGEG no passado dia 5 de fevereiro de 2025. Desde essa data, a DGEG comprometeu-se a publicar trimestralmente as capacidades de injeção de eletricidade na rede nacional de transporte e na rede nacional de distribuição, com os primeiros dados reportando a 31 de dezembro de 2024.

Contudo, esta publicação não resultou no levantamento da suspensão a novos pedidos de licenciamento, mantendo-se em vigor a limitação imposta pelo Despacho n.º 27/2020 (com as alterações introduzidas pelos Despachos n.º 33/2020, 40/2020

e 50/2020), permitindo apenas o registo de unidades de pequena produção (potência de ligação máxima de 1 MW) com carácter experimental ou de demonstração de conceito, desde que instaladas em espaço marítimo, águas interiores ou destinadas à produção de hidrogénio verde. Pelo que continua inviabilizada a obtenção de Título de Reserva de Capacidade (“TRC”) ao abrigo da modalidade de acesso geral para novos projetos de energia.

Os acordos com o operador de rede também enfrentam entraves. O DL 15/2022 prevê que o membro do Governo responsável pela área da energia possa definir anualmente a capacidade máxima de injeção na RESP, mas a modalidade permanece bloqueada devido ao procedimento dos “Termos de Referência”, iniciado em 2020 para organizar cerca de quatrocentos pedidos de ligação, envolvendo dezenas de milhares de MVA de capacidade. Assim, até que sejam analisados todos os projetos dos Termos de Referência não se vislumbra a possibilidade de abertura desta modalidade de atribuição de TRC, pelo que, na prática, este procedimento veio criar um enorme entrave ao desenvolvimento de novos projetos, possivelmente, potencialmente mais maduros e economicamente robustos.

Em relação à possibilidade de atribuição de capacidade através de leilão, o lançamento está naturalmente dependente da iniciativa do Governo, sendo de realçar que, desde 2019, apenas foram lançados três leilões de capacidade que concederem cerca de 2 GW, com a procura a superar largamente a oferta e a estabelecer preços mínimos históricos, incluindo uma licitação negativa de -4,13 €/MWh por 15 anos. No entanto, o modelo de leilão também revelou fragilidades, já que, até ao final de 2022, cerca de 700 MW de projetos atribuídos ainda não tinham iniciado a construção devido às tarifas reduzidas, que comprometeram a sua viabilidade financeira. Para mitigar este problema, em outubro de 2022, o Governo ajustou a remuneração das tarifas, indexando-as ao Índice de Preços no Consumidor até ao início da operação dos projetos, permitindo ainda um período adicional de 12 meses para a venda de energia no mercado livre. Além disso, os prazos para obtenção de licenças dos leilões foram já prorrogados por diversas vezes para acomodar os impactos da pandemia de COVID-19 e da instabilidade causada pela guerra na Ucrânia.

No que diz respeito ao autoconsumo, embora o DL 15/2022 tenha permitido que os consumidores de eletricidade se tenham tornado agentes ativos na geração de eletricidade, os grandes consumidores industriais enfrentam dificuldades devido à exigência de proximidade entre a unidade de produção (UPAC) e as instalações de consumo, exceto se interligadas na mesma subestação. Apesar de os Clientes Eletrointensivos, estatuto ao qual, em traços gerais, podem aderir os consumidores industriais com elevados consumos de eletricidade, beneficiarem da redução dos CIEG relativos ao consumo de energia, e da isenção dos critérios de proximidade entre a unidade de produção e a instalação de consumo, aquela está sujeita à atribuição prévia de TRC sempre que a eletricidade produzida seja transportada através rede pública. Para desbloquear o desenvolvimento de grandes projetos de autoconsumo teria sido fixar, em cada ano dos já decorridos, a quota para atribuição de TRC relativa às unidades de produção para autoconsumo, tal como previsto no DL 15/2022.

As soluções de armazenamento, que permitem compensar e balancear a produção intermitente bem como os desvios de produção de energia renovável, inevitavelmente suscetíveis a variações de disponibilidade, debatem-se com a ausência de um modelo de remuneração adequado que impede a viabilidade financeira destes projetos. A tecnologia de baterias é cara e necessita de um modelo previsível de remuneração, nomeadamente através de contratos de longo prazo com compensação pela disponibilidade das baterias, o que facilita o financiamento e atrai investidores.

Embora recentemente tenha sido lançado um concurso para subsidiar projetos de baterias (ditos *collocated* ou *behind-the-meter*, nada se tendo estabelecido para o armazenamento autónomo) em Portugal associados a centros electroprodutores,

ele cobre apenas 20% do investimento necessário e possui prazos extremamente apertados, dificultando a execução dos projetos dentro do tempo estipulado. Em vez de se concentrar apenas no subsídio inicial, é essencial criar um sistema de incentivos robusto que garanta retornos mínimos e atraia mais investimento, promovendo a estabilidade do setor. A implementação de uma remuneração pela disponibilidade dos sistemas de armazenamento, dentro do contexto do sistema elétrico nacional, seria um passo decisivo para assegurar a viabilidade financeira desses projetos.

O prolongamento da suspensão de novos pedidos de TRC é também um obstáculo ao desenvolvimento dos primeiros projetos de armazenamento autónomo bloqueando uma solução que poderia contribuir ativamente para o reforço do sistema elétrico. Ao possibilitar o deslocamento da injeção para períodos de menor congestão e ao atuar como um estabilizador da rede, os sistemas de armazenamento podem inclusive reduzir a necessidade de reforços estruturais nas redes de transporte e de distribuição, permitindo a injeção da energia produzida de forma controlada e flexível. Dado o seu papel na otimização na rede elétrica, é essencial criar um canal específico para a alocação de capacidade destinada exclusivamente a projetos de armazenamento.

A publicação do Decreto-Lei n.º 99/2024 introduziu alterações relevantes no quadro normativo do setor elétrico, traduzindo-se em alguns avanços significativos:

- na definição de "Instalação de Armazenamento", distinguindo entre armazenamento autónomo (ligado diretamente à RESP) e armazenamento colocalizado (associado a um centro electroprodutor renovável ou a uma UPAC no mesmo ponto de acesso à rede);
- no autoconsumo, em que a definição de proximidade entre UPAC e instalações elétricas passou a basear-se exclusivamente em distâncias máximas (4 km em MT, 10 km em AT e 20 km em MAT), sem limitação se ligadas à mesma subestação.
- na hibridização, permitindo-se o licenciamento mesmo sem entrada em operação do projeto original e incluindo agora unidades de armazenamento;
- nos prazos de licenciamento, com possibilidade de prorrogação ilimitada das licenças de produção e exploração em casos excecionais, além da exclusão de tempos administrativos e judiciais no cômputo dos prazos.

O [Despacho n.º 1859/2025](#), de 10 de fevereiro da DGEG trouxe também um procedimento específico para pedidos de licenciamento de instalações de armazenamento que utilizem capacidade de injeção previamente atribuída na modalidade de acesso geral, destacando-se a possibilidade de conversão de projetos solares com TRC em instalações de armazenamento autónomo, desde que a construção do centro electroprodutor ainda não tenha sido iniciada, e a utilização de capacidade de injeção constante de TRC atribuído a centrais de energia renovável para licenciamento de instalações de armazenamento.

Contudo, com a modalidade de acesso geral suspensa, estas novas regras revelam-se de pouca utilidade, tornando-se inviável o desenvolvimento de novos projetos conjuntos de armazenamento e produção. Na prática, as medidas acabam por beneficiar apenas um número restrito de projetos que ainda possuem uma licença de produção atribuída ao abrigo do anterior quadro legal do SEN e que ainda não iniciaram operação, pois os promotores de projetos em exploração dificilmente terão interesse em abdicar de parte da sua capacidade de injeção para integrar soluções de armazenamento.

Assim, apesar destas mudanças, continuam presentes os constrangimentos que impedem a capacitação do país com mais renováveis. Para ultrapassar estes obstáculos, podem ser consideradas algumas medidas:

- Retomar o acesso à rede elétrica na modalidade de acesso geral:
 - Levantar a suspensão do regime de acesso geral, em vigor desde março de 2020;
 - Permitir o licenciamento de novos projetos renováveis com capacidade superior a 1 MW.
- Concluir o processo dos Termos de Referência:
 - Finalizar rapidamente a análise dos pedidos pendentes;
 - Libertar capacidade de injeção na modalidade de acordo com o operador de rede com publicação anual das capacidades disponíveis para reforço de rede, permitindo o licenciamento de novos projetos.
- Lançar novos leilões de capacidade:
 - Estabelecer um calendário previsível de leilões de forma anual;
 - Garantir que as tarifas atribuídas sejam financeiramente sustentáveis para os promotores, com respetiva atualização tarifária.
- Criar um canal dedicado à atribuição de TRC para autoconsumo:
 - Cumprir o previsto no DL 15/2022 sobre a definição anual de quotas para UPACs, em especial para os grandes consumidores industriais que adiram ao estatuto de cliente eletrointensivo.
- Dinamizar o regime do armazenamento autónomo:
 - Definir quotas anuais de capacidade para projetos de armazenamento autónomo;
 - Estabelecer incentivos financeiros previsíveis que viabilizem o investimento, nomeadamente através de remuneração pela disponibilidade dos sistemas de armazenamento;
 - Permitir a utilização de capacidade de injeção constante de TRC atribuído a centrais de energia renovável em qualquer tipo de modalidade de acesso para projetos de armazenamento autónomo.

Estas são algumas das medidas que consideramos essenciais para desbloquear os atuais entraves e garantir uma efetiva aceleração do setor das energias renováveis, contribuindo de forma decisiva para concretizar a tão ambicionada transição energética. Sem resolver estes entraves, os avanços legislativos continuarão a ter um impacto prático limitado. Resta agora esperar que o novo governo, a emergir das legislativas de maio, tenha a determinação necessária para alterar o estado atual das coisas neste setor crítico para a economia portuguesa.