



PROJETOS E ENERGIA

Consulta pública da reforma da lei do sistema elétrico nacional

Foi colocado em consulta pública o projeto de novo [decreto-lei](#) que rege a organização e funcionamento do setor elétrico nacional. O diploma agrega, na mesma lei, o regime de todas as atividades do setor elétrico, com a exceção da cogeração e das atividades da mobilidade elétrica, revogando uma série de regimes jurídicos até agora regulados em diplomas próprios.

É, ainda, transposta a Diretiva (UE) n.º 2019/944, sobre o mercado interno de eletricidade e, parcialmente, a Diretiva (UE) n.º 2018/2001, sobre energias renováveis.

A nova lei procede a alterações relevantes em praticamente toda a cadeia de valor do setor elétrico, desde a produção à comercialização, passando pela operação de redes e seleção de prestadores de serviços em regime de monopólio.

Na presente nota pretendemos, sem preocupação de exaustividade, elencar algumas das principais alterações que resultam desta nova lei.

Produção de energia elétrica

É eliminada a distinção entre a produção em regime ordinário e em regime especial, que já na última revisão legal de 2019 tinha visto o regime, em grande parte, uniformizado.

É fixado o prazo de um ano a contar da emissão do título de reserva de capacidade (TRC) para emitir a licença de produção e reduz-se de dois anos para um ano, contado desta última, o prazo regra para emitir a licença de exploração, salvo casos específicos e sem prejuízo de prorrogação.

Passa a ser proibida, até à emissão de licença de exploração, a alteração de controlo sobre o promotor, alargando o regime que foi previsto nos dois leilões solares.

"É estabelecido um mecanismo de compensação de municípios onde sejam instalados centros electroprodutores com potência de injeção superior a 50 MVA."

A emissão de TRC na modalidade geral passa a depender do prévio do pagamento de uma compensação ao sistema elétrico de € 1.500,00 por MVA, não se esclarecendo se se manterá o valor da comparticipação com as redes e o que acontece em caso de caducidade do TRC por abertura de leilão.

O acesso à rede na modalidade de acordo com o operador de rede passa a depender da fixação anual de uma quota pelo membro do Governo responsável pela energia, que pode ser diferenciada por tecnologia e por produção para autoconsumo.

São alterados os elementos instrutórios de que depende a emissão de licença de produção e exploração e revistas as regras de alteração substancial e não substancial de centros electroprodutores.

A instalação de painéis solares fotovoltaicos em estruturas edificadas ou no solo em áreas delimitadas, designadamente parques ou loteamentos industriais, passa a constituir sempre uma obra de escassa relevância urbanística e a ficar isenta de licenciamento municipal.

É estabelecido um mecanismo de compensação de municípios onde sejam instalados centros electroprodutores com potência de injeção superior a 50 MVA, ficando o promotor obrigado a instalar, em edifícios municipais, unidade de produção em autoconsumo com potência instalada equivalente a 0,3% da potência de ligação do centro electroprodutor, ou a fazer uma compensação única de € 1.500,00 por MVA de potência de injeção, impedindo-se a exigência de quaisquer contrapartidas ou cedências superiores.

É prevista a possibilidade de os direitos de injeção de produção elétrica na rede serem atribuídos com restrições, ao invés de o serem de modo firme.

Passa a ser obrigatória a apresentação de um plano de encerramento aquando do pedido de licença de produção, a garantir por caução ou contribuição anual do promotor.

Unidades de pequena produção

Com vista a evitar o fracionamento artificial de processos de licenciamento, prevê-se que sempre que dois centros electroprodutores distem menos de 2 km entre si deve ser seguido o regime de controlo prévio aplicável à junção da capacidade instalada dos dois ou mais projetos.

Hibridização, sobreequipamento e reequipamento

O regime do sobreequipamento é alargado a todas as centrais de energia renovável, de qualquer fonte, que assim veem dada a possibilidade de aumento da potência instalada até 20%, sem alteração da potência de injeção.

"Passa a ser obrigatória a apresentação de um plano de encerramento aquando do pedido de licença de produção, a garantir por caução ou contribuição anual do promotor."

É regulado o reequipamento (*repowering*) de quaisquer centrais renováveis e, como incentivo, é permitido o aumento da potência de injeção até 20% no caso de ações de reequipamento total, até que sejam atingidas as metas indicadas no PNEC 2030.

As ações de reequipamento são dispensadas de avaliação de impacte ambiental, desde que não haja aumento do número de torres de centro electroprodutor eólico.

Em termos de regime remuneratório, tanto o sobreequipamento, como o aumento de potência de ligação em virtude do reequipamento, são enquadrados no regime de remuneração geral, continuando, no caso do reequipamento, a eletricidade injetada correspondente à potência de injeção inicial a beneficiar do regime bonificado.

É permitida a hibridização de projetos renováveis *ab initio* e é expressamente consagrada a possibilidade de os projetos híbridos serem detidos por titulares distintos, mesmo que não em relação de domínio ou de grupo.

Redes e gestão do sistema

É prevista a figura do gestor técnico integrado das redes de distribuição de alta, média e baixa tensão, sendo permitido o exercício conjunto com a operação de redes ou separado, nos termos de concessão a atribuir.

É permitida a prorrogação dos contratos de concessão de distribuição em baixa tensão até findos os concursos por lançar relativamente ao desenvolvimento futuro desta atividade, bem como a modificação destes contratos para permitir a adaptação a novas realidades de redes inteligentes e novas tecnologias.

O regulamento de operação de redes deve ser revisto para acomodar os princípios da gestão probabilística e dinâmica de redes.

Os planos de investimento e desenvolvimento da rede passam a ser qualificados como programas setoriais e a ser aprovados por Resolução de Conselho de Ministros, sendo alterado o procedimento da sua aprovação, revisão e atualização.

Prevê-se a possibilidade de serem criados mercados de serviços de sistema de âmbito regional, mediante aprovação pela ERSE.

É regulamentada a atividade de operação de redes de distribuição fechada (RDF), que até agora estava dependente de implementação por portaria.

Armazenamento e resposta da procura

É definida e regulada a atividade do armazenamento de energia, quando exercida de forma autónoma, sendo-lhe aplicável um regime de licenciamento similar ao dos centros electroprodutores.

"É prevista em lei a figura do gestor técnico integrado das redes de distribuição de alta, média e baixa tensão."

É consagrada a regra da sujeição do armazenamento a uma única tarifa de uso das redes (no carregamento ou na injeção), sendo ainda prevista a isenção de pagamento de CIEG por instalações de armazenamento.

É previsto um regime jurídico que permite aos consumidores participarem no mercado através de serviços de resposta da procura, através da submissão de ofertas de redução ou aumento do consumo dos clientes finais, em mercados organizados ou através de contratação bilateral, de forma isolada ou mediante agregação.

Comercialização e agregação

É definido o regime de acesso e exercício da atividade de agregação, atualmente apenas definido e referido no regime legal do autoconsumo, que é decalcado do regime da comercialização.

A agregação fica sujeita a mera separação contabilística das demais atividades, contrariamente à comercialização, que permanece sujeita a separação jurídica.

"A comercialização de último recurso deixa de abranger a compra de eletricidade a produtores com tarifa garantida, passando esta função a ser desempenhada pela figura do agregador de último recurso."

Os comercializadores passam a ter de disponibilizar contratos de eletricidade a preços dinâmicos quando tenham mais de 200.000 clientes e o cliente esteja munido de contador inteligente.

A comercialização de último recurso deixa de abranger a compra de eletricidade a produtores com tarifa garantida, passando esta função a ser desempenhada pela figura do agregador de último recurso.

A figura do operador logístico da mudança de comercializador é estendida à agregação, passando a compreender a mudança de agregador.

Autoconsumo e comunidades de energia

É criada a definição das comunidades de cidadãos para a energia, por transposição da Diretiva (UE) n.º 2019/944, que passa a coexistir com a figura das comunidades de energia renovável mas que se rege, essencialmente, pelas mesmas normas.

É prevista a possibilidade de implementação de coeficientes dinâmicos na partilha de energia elétrica produzida por UPAC e de sistemas de gestão dinâmica geridos por entidade terceira aos operadores de rede (por exemplo, a entidade gestora do autoconsumo coletivo).

Para mitigar dificuldades no acesso à rede para injeção de excedentes do autoconsumo, prevê-se a definição anual de uma quota pelo membro do Governo responsável pela área de energia até à qual é dispensada a consulta ao operador da RESP para projetos até determinada dimensão.

Redefine-se o critério de proximidade relevante para o autoconsumo e comunidades de energia, passando a prever-se que, dentro de certas características ou distâncias, este critério fica automaticamente observado.

"É prevista a possibilidade de implementação de coeficientes dinâmicos na partilha de energia elétrica produzida por UPAC e de sistemas de gestão dinâmica geridos por entidade terceira aos operadores de rede."

Clientes eletrointensivos

É criado o estatuto do cliente eletrointensivo, que atribui a estes clientes um conjunto de direitos na utilização da rede. É relegada para portaria a definição do grau de eletrointensividade mínimo, a aferir numa base anual.

Podem ser reconhecidos como clientes eletrointensivos clientes integrados nos anexos 3 a 5 da Comunicação da Comissão Europeia sobre orientações para auxílios de estado nos setores do ambiente e da energia, ligados às redes de média tensão ou superior e que cumpram, quando aplicáveis, os requisitos do regime de comércio europeu de licenças de emissão.

Entre os apoios dados aos clientes eletrointensivos, contam-se, no setor elétrico, a possível isenção ou redução de custos de interesse económico geral (CIEG), bem como o acesso a um mecanismo de cobertura do risco pelo Estado na aquisição de eletricidade renovável por contratos de longa duração.

Concursos públicos para o desenvolvimento de atividades monopolistas

É estabelecida a regra de que as atividades monopolistas são exercidas por operador selecionado em procedimento concorrencial, ao invés de designação direta por lei. A exceção é a gestão integrada de riscos e garantias do sistema, que permanece confiada ao OMIP.

Assim, para as atividades de comercialização de último recurso, agregação de último recurso, emissão de garantias de origem e operação logística da mudança de comercializador e agregador, prevê-se o lançamento de concursos onde será selecionada a entidade que, no futuro, passará a desempenhar cada uma destas funções, ao abrigo de licença concedida por prazos de 10 ou 20 anos, dependendo dos casos.

Até que os concursos sejam lançados e concluídos, mantém-se o exercício da atividade pelas empresas que atualmente desempenham estas funções.

Zonas livres tecnológicas e projetos de inovação e desenvolvimento

É regulado o regime das zonas livres tecnológicas (ZLT) no setor da energia e são desde já criadas três zonas livres tecnológicas, uma em Viana do Castelo para desenvolver as energias renováveis offshore, outra em Abrantes para projetos de inovação e desenvolvimento no âmbito do encerramento da Central Termoelétrica do Pego e a última no Perímetro de Rega do Mira para projetos piloto de uso simultâneo do solo para produção de eletricidade e atividade agrícola.

Os projetos inovadores a implantar no âmbito das ZLT ficam abrangidos por isenção do pagamento de tarifas de acesso às redes e dos custos de construção dos ramais de ligação à rede, mas ficam sujeitos ao pagamento de um valor a definir pela ERSE para compartilhar custos de rede. Estes projetos beneficiam ainda de um regime simplificado de licenciamento.

Aplicação a projetos em desenvolvimento e existentes

Prevê-se que as novas regras se apliquem a processos pendentes na DGEG, sem prejuízo dos atos já praticados. Salva-se apenas a continuidade de aplicação dos regimes de remuneração garantida já atribuídos, mantidos ou prorrogados, que se mantêm nos termos e prazos em que foram atribuídos.

Prevê-se que os projetos que tenham obtido capacidade de injeção na rede previamente ao Decreto-Lei n.º 76/2019 têm o prazo de seis meses para solicitar o título de controlo prévio (em regra, licença de produção), sob pena de perda da capacidade.

No que respeita a projetos desenvolvidos mediante acordo com o operador e abrangidos pelos termos de referência, prevê-se a caducidade de todos os pedidos à exceção dos projetos que à data de entrada em vigor do decreto-lei (i) já tenham recebido, aceite e pago o orçamento para a realização dos estudos prévios de ligação à rede ou (ii) disponham de declaração de impacte ambiental emitida.

Os titulares de centrais desativadas à data de entrada em vigor do decreto-lei (como será o caso das centrais de Sines e do Pego) ficarão obrigados a apresentar um plano de encerramento no prazo de seis meses, sob pena de inibição de atribuição de nova capacidade de injeção na rede. ■

"É estabelecida a regra de que as atividades monopolistas são exercidas por operador selecionado em procedimento concorrencial, ao invés de designação direta por lei."