



## PÚBLICO | ENERGIA E RECURSOS NATURAIS

# Reforma legislativa do sistema elétrico nacional

Foi publicado o [Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro](#) (“Decreto-Lei n.º 15/2022”), que estabelece as novas regras de organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (“SEN”), transpondo a [Diretiva \(UE\) 2019/944](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, sobre o mercado interno de eletricidade, e a [Diretiva \(UE\) 2018/2001](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, sobre energias renováveis.

A aprovação deste diploma segue-se à consulta pública sobre o projeto de decreto-lei que foi realizada no passado mês de novembro e para a qual a equipa de Energia e Recursos Naturais da PLMJ preparou uma [Nota Informativa](#).

Na presente nota pretendemos elencar as principais novidades legislativas que resultam da aprovação deste novo diploma para o setor elétrico nacional, com especial enfoque nas novidades da versão final agora aprovada em face da que havia sido colocada em consulta pública.

## Produção de energia elétrica

### Prazos

- É fixado o prazo de 1 (um) ano a contar da emissão do título de reserva de capacidade (TRC) para emitir a licença de produção, quando haja lugar à realização de procedimento de Avaliação de Impacte Ambiental (AIA) ou, não havendo lugar a este procedimento, no prazo máximo de 6 (seis) meses (estabelecendo-se, assim, um prazo mais curto para estes projetos, não previsto na versão colocada em consulta pública).
- Mantém-se o prazo de 1 (um) ano para obter a licença de exploração desde a atribuição da licença de produção, como se propôs em consulta pública, sem prejuízo do regime previsto nos leilões. Contudo, os casos em que a licença de exploração não possa ser emitida por atrasos nos processos de ligação à rede são expressamente considerados como exceções a este prazo, sendo ainda mantida a possibilidade de prorrogação.

**"Mantém-se o prazo de um ano para obter a licença de exploração desde a atribuição da licença de produção, como se propôs em consulta pública, sem prejuízo do regime previsto nos leilões."**

**"É eliminada a proibição, proposta em sede de consulta pública, de alteração de controlo sobre o promotor, até à emissão de licença de exploração, e é ainda flexibilizado o regime de transmissão da própria licença."**

### Transmissão da licença e alteração de controlo

- É eliminada a proibição, proposta em sede de consulta pública, de alteração de controlo sobre o promotor, até à emissão de licença de exploração, e é ainda flexibilizado o regime de transmissão da própria licença.
- O regime previsto equipara os casos de transmissão da licença e alteração de controlo do licenciado e sujeita a autorização de ambos ao reforço da caução em metade do valor legalmente estabelecido. Assim, o reforço de caução pretende funcionar como elemento dissuasor de transações puramente especulativas.
- A oneração de participações a favor de entidades licenciadoras e a constituição pelo licenciado de SPV totalmente por si detido para desenvolver o projeto não está sujeita ao reforço de caução.

### Ligação à rede e licenciamento

- Mantém-se a possibilidade já prevista em consulta pública de alteração da subestação ou nível de ligação à rede (exceto no caso de TRC atribuído na sequência de procedimento concorrencial) pelos operadores da RESP, mas especificam-se as razões que podem conduzir a esta alteração (razões técnicas e não imputáveis ao interessado) e elimina-se a referência à possibilidade de esta alteração ser feita a pedido do interessado.
- Mantém-se a proposta colocada em consulta pública de sujeitar a emissão de TRC na modalidade geral ao prévio do pagamento de uma compensação ao sistema elétrico de € 1.500,00 por MVA, não se esclarecendo se se manterá o valor da participação 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 depende da fixação anual de uma quota pelo membro do Governo responsável pela energia, tal como proposto na consulta pública, que pode ser diferenciada por tecnologia e por produção para autoconsumo, regulando-se, densamente, o procedimento de seleção de projetos nesta modalidade. Na versão final agora aprovada, esclarece-se que a realização de acordos entre os requerentes de pedidos de acordo e o ORD estão condicionados à existência ou criação de capacidade de receção nas subestações da RNT que alimentam a RND nas zonas objeto desses pedidos de acordo.
- No caso dos leilões, mantém-se o reconhecimento do interesse público e a utilidade pública para todos os efeitos legais da instalação de centros eletroprodutores e respetivas linhas, tal como havia sido proposto em consulta pública, mas esclarece-se expressamente, na versão final aprovada, que tal reconhecimento é relevante, designadamente, para efeito de constituição de servidões e expropriações de utilidade pública.

- Fora o caso dos leilões, equiparam-se os direitos dos promotores aos direitos dos operadores de rede, designadamente de expropriação e constituição de servidões, mas apenas sobre as linhas de ligação à rede.
- Mantém-se o mecanismo de compensação de municípios onde sejam instalados centros eletroprodutores com potência de injeção superior a 50 MVA previsto na consulta, ficando o promotor obrigado a instalar, em edifícios municipais, UPAC com potência instalada equivalente a 0,3% da potência de ligação do centro eletroprodutor. Em alternativa, a versão final agora publicada permite a instalação de postos de carregamento de veículos elétricos localizados em espaço público e destinados a utilização pública com capacidade equivalente.
- Mantém-se a possibilidade alternativa a estas cedências de UPAC ou pontos de carregamento de veículos elétricos de compensação única de € 1.500,00 por MVA de potência de injeção.
- Para centros eletroprodutores e de armazenamento com potência de ligação atribuída igual ou inferior a 50 MVA e superior a 1 MVA, parece indicar-se (embora haja um erro de remissão que não o torne claro) que os mesmos ficam sujeitos à compensação única de € 1.500,00 por MVA de potência de injeção.
- Este regime de cedências é apenas aplicável aos titulares de centro eletroprodutor de eletricidade de fonte renovável ou de instalação de armazenamento que tenham obtido título de reserva de capacidade de injeção na RESP após a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022.
- É mantida a possibilidade de os direitos de injeção de produção elétrica na rede serem atribuídos com restrições, ao invés de o serem de modo firme, tal como previsto na versão colocada em consulta pública, sendo clarificados os conceitos de capacidade firme e com restrições.
- A alteração substancial do centro eletroprodutor volta a ter uma definição taxativa (fechada), numa inversão ao proposto em consulta pública, que depende de existir uma alteração das seguintes características principais da instalação: a tecnologia de produção, do combustível ou fonte de energia primária utilizada, e no caso de centros eletroprodutores termoelétricos ou hidroelétricos o número de grupos geradores, bem como das respetivas caldeiras, turbinas e geradores (deixando-se de referir expressamente a potência instalada como tal), mantendo-se que as alterações não substanciais passam a ficar sujeitas a um regime de autorização e não mera comunicação prévia.
- Mantém-se a obrigatoriedade prevista na consulta pública de apresentação de um plano de encerramento aquando do pedido de licença de produção, mas elimina-se a necessidade de garantir tal encerramento mediante caução ou contribuição anual do promotor.

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

### Unidades de pequena produção

- Com vista a evitar o fracionamento artificial de processos de licenciamento, mantém-se a previsão proposta em consulta pública de que sempre que dois centros eletroprodutores (ou instalação de armazenamento) sujeitos a registo prévio 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.

- Sem prejuízo, na versão final agora publicada do diploma veio esclarecer-se que esta norma não é aplicável aos procedimentos de controlo prévio que se tenham iniciado antes da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022.

### Hibridização, sobreequipamento e reequipamento

- Na versão do diploma disponibilizada para consulta pública, a definição de sobreequipamento apenas fazia referência a um aumento da potência instalada resultante da instalação de mais equipamentos geradores. Na versão publicada, foi adicionada a referência à possibilidade de aumento da potência instalada também em virtude da instalação de inversores.

**"Estabelece-se, como novidade que a unificação da gestão técnica das redes de distribuição implica a alteração dos contratos de concessão em vigor."**

- Como regra, a instalação de sobreequipamento não é suscetível de transmissão autónoma relativamente ao centro eletroprodutor preexistente, mesmo nos casos em que o sobreequipamento se considere juridicamente separado. Passou a ser prevista, de forma expressa, exceção para os casos em que a transmissão do sobreequipamento juridicamente separado se efetive em virtude de operações de reestruturação de grupos que não impliquem a alteração do beneficiário efetivo.

- A versão agora publicada consagra dois critérios para a definição da potência acrescida em resultado de reequipamento, quando a potência mínima dos equipamentos geradores existentes em mercado exceda o valor da potência de ligação inicial acrescida no máximo de 20%. Neste casos, o acréscimo corresponderá: (i) ao valor mínimo da potência mínima dos equipamentos geradores ou, alternativamente, (ii) é aferido em função da agregação dos centros eletroprodutores de um mesmo titular localizados na mesma zona de rede, concretizando-se no ponto de ligação à RESP que disponha de melhores condições técnicas para a injeção da capacidade atribuída, de entre aqueles a que se ligam os centros eletroprodutores agregados. Caberá ao operador da RESP competente determinar a alternativa que melhor garanta a segurança e fiabilidade da RESP.

### Redes e gestão do sistema

- É previsto, de forma expressa, que até ao início de funções do gestor técnico integrado das redes de distribuição de alta, média e baixa tensão, a coordenação da operação das redes de distribuição continuará a ser assegurada nos termos das atuais concessões.
- Estabelece-se, como novidade face à versão colocada em consulta pública, que a unificação da gestão técnica das redes de distribuição prevista no n.º 3 do artigo 108.º implica a alteração dos contratos de concessão em vigor, acautelando o respetivo equilíbrio económico-financeiro.
- Mantém-se a prorrogação já prevista em sede de consulta pública 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. Comparativamente à versão colocada em consulta pública, os termos destas alterações contratuais passam a ser alvo de acordo, no prazo de três meses após a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, entre o concessionário da rede de distribuição e a ANMP, em articulação com o membro do governo responsável pela área da energia, dando conhecimento à ERSE.

**"Os operadores das RDF devem assegurar o cadastro de rede e utilizar contadores e materiais compatíveis com os utilizados pelo operador de rede."**

- Prevê-se, como novidade face à versão colocada em consulta pública, que até à efetiva entrada em operação do adjudicatário na operação da concessão, o concessionário da rede de distribuição de eletricidade em BT deve remeter, anualmente, ao concedente o cadastro atualizado, em formato digital aberto, discriminando (i) ativos específicos de uma concessão, onde se incluem todos os ativos identificados como estando afetos a uma concessão específica; (ii) ativos partilhados por conjuntos de concessões, mediante a identificação dos ativos que estão a ser alvo de uma utilização partilhada e das respetivas concessões que estão a beneficiar dessa utilização; e (iii) ativos partilhados por todas as concessões, onde se incluem os ativos que têm uma utilização em todo o território continental.
- O regulamento de operação de redes deve ser revisto para acomodar os princípios da gestão flexível (e já não probabilística e dinâmica, conforme sugerido em consulta pública) de redes, no prazo que vier a ser fixado nos respetivos regulamentos aplicáveis para a implementação do modelo de gestão flexível das respetivas redes (eliminando-se a referência ao prazo de um ano a contar da entrada em vigor de tais normas).
- Elimina-se a aplicação ao operador de rede de transporte da regra segundo a qual os investimentos em imobilizado não aprovados no plano de investimento e desenvolvimento da rede não são considerados para efeitos tarifários (salvo quando se trate de investimentos urgentes), mantendo-se para o operador da rede de distribuição.
- Elimina-se a aplicabilidade aos operadores de rede de transporte que não sejam operadores de transporte independentes (caso português) da regra de que a não concretização, nos três anos seguintes, investimentos que, de acordo com o plano decenal de desenvolvimento da rede, deviam ter sido realizados, permite um *step in* da ERSE, para garantir que o investimento em causa seja realizado por um terceiro.
- Prevê-se que, em caso de revogação do título de controlo prévio da RDF, o operador da rede a qual a RDF se encontra interligada assuma, transitoriamente a gestão e a manutenção da RDF, tal como havia sido antecipado em consulta pública. Contudo, esclarece-se na versão final aprovada que, de forma a permitir a correta transição de operações, os operadores das RDF devem assegurar o cadastro de rede e utilizar contadores e materiais compatíveis com os utilizados pelo operador de rede com o qual a rede de distribuição fechada se encontra interligada.
- É eliminada a norma colocada em consulta pública que determinava que, no prazo de um ano após a data da entrada em vigor do decreto-lei, a ERSE deveria elaborar, em colaboração com os operadores das redes e representantes dos municípios concedentes da atividade em BT, um estudo que avaliasse, no contexto dos objetivos de transição energética que estão plasmados nos planos e estratégias nacionais aprovados, as vantagens e os inconvenientes para o SEN, decorrentes da separação e autonomização das funções de gestão técnica global do sistema e da unificação, no âmbito da gestão global do sistema, da gestão integrada da RNT, RND e redes de distribuição em BT.

### Armazenamento

- É alterada, comparativamente à versão colocada em consulta pública, a definição de “instalação de armazenamento”, sendo agora definida como a instalação onde a energia é armazenada, podendo esta ser autónoma quando tenha ligação direta à RESP e não esteja associada a centro eletroprodutor ou UPAC, excluindo as instalações de armazenamento que integrem a instalação elétrica da instalação de utilização (foi, assim, acrescentada a exclusão de instalações de armazenamento que integrem a instalação elétrica da instalação de utilização, já que nestes casos deve aplicar-se o regime geral das instalações elétricas de serviço particular previsto no Decreto-Lei n.º 96/2017 de 10 de agosto).
- Prevê-se, como novidade face à versão colocada em consulta pública, a possibilidade de os operadores de rede poderem deter e explorar instalações de armazenamento de eletricidade destinadas prioritariamente à prestação de serviços de sistema, garantia da segurança e fiabilidade das redes, contribuindo para a sincronização dos diferentes componentes do SEN.
- Estabelece-se, ainda, que os operadores da rede podem disponibilizar a terceiros, onerosamente e em termos a regulamentar pela ERSE, a capacidade de armazenamento não utilizada para cumprimento dos objetivos prioritários indicados no ponto anterior.

**"Estabelece-se, ainda, que os operadores da rede podem disponibilizar a terceiros, onerosamente e em termos a regulamentar pela ERSE, a capacidade de armazenamento não utilizada."**

### Comercialização e agregação

- Quanto à atividade do agregador de último recurso, a aquisição de eletricidade aos eletroprodutores de eletricidade a partir de fontes de energia renovável, bem como aos autoconsumidores que injetem a energia excedentária na RESP, passa a poder ser feita, também, quando o agregador tenha ficado impedido de exercer a atividade de agregador de eletricidade, aplicando-se, neste caso, as tarifas de referência definidas pela ERSE. Para este efeito, os produtores de eletricidade a partir de fontes renováveis e os autoconsumidores devem, no prazo máximo de quatro meses, contratualizar com um agregador registado a aquisição de eletricidade, de acordo com as regras definidas na regulamentação da ERSE.
- Volta a estar prevista a figura da comercialização entre pares, que tinha sido eliminada no diploma em consulta pública, que consiste na venda de energia renovável entre participantes no mercado, através de um contrato com condições predeterminadas que regem a execução e liquidação automatizadas da transação diretamente entre os participantes no mercado ou indiretamente, através de um terceiro participante no mercado. A produção de efeitos deste contrato não prejudica os direitos e obrigações das partes envolvidas na qualidade de consumidores finais, autoconsumidores individuais ou coletivos, produtores ou agregadores independentes.
- Foi introduzida, na versão publicada, a possibilidade de suspensão do registo da atividade de comercialização, que depende de requerimento do interessado e autorização da DGEG, a proferir de acordo com o procedimento previsto para o registo de comercialização, com as necessárias adaptações.

### Autoconsumo e comunidades de energia

- No caso de licenciamento de UPAC, é mantida a exigência proposta em consulta pública de que a licença de produção identifique o CPE da instalação utilizadora, o que pressuponha que esta já exista quando o centro eletroprodutor comece a ser construído, mas prevê-se que, no caso de inexistir ainda o CPE, a licença de produção deverá conter menção expressa de que a atribuição da licença de exploração da UPAC fica dependente da atribuição do CPE.
- Na versão final publicada, previu-se que as comunidades de energia renovável (CER) têm a faculdade de partilhar, mas também de comercializar (que não estava previsto na versão em consulta pública) entre os seus membros a energia renovável produzida por UPAC.
- É ainda permitido que os projetos de energia renovável sejam detidos e desenvolvidos pela CER ou por terceiros, desde que em benefício e ao serviço daquela.
- Mantém-se a possibilidade de a CER admitir a saída de qualquer um dos seus participantes, porém na versão final exige-se que tenha como condição o cumprimento das obrigações a que esteja vinculado.
- 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), desde que seja assegurada a intercomunicação e interoperabilidade com os sistemas dos operadores de rede, em termos a regulamentar pela ERSE. O prazo mínimo de manutenção de coeficientes de partilha reduz-se de doze para seis meses.
- Redefine-se, em face da versão colocada em consulta pública, o critério de proximidade relevante para o autoconsumo e comunidades de energia, passando a prever-se que este critério está sempre preenchido no caso de (i) autoconsumo por rede interna ou linha direta, independentemente da distância física, e (ii) no caso de autoconsumo pela RESP se a UPAC não estiver a mais de 2 (dois) km da instalação de utilização ou ambas estiverem ligadas ao mesmo ponto de transformação, no caso de baixa tensão, e ou a 4 (quatro) km, 10 (dez) km e 20 (vinte) km, no caso de ligações em média, alta e muito alta tensão, respetivamente, sem prejuízo de poder considerar-se preenchido noutros casos que não cumpram estes critérios.
- Na versão final do diploma, deixa de constar a necessidade de os sistemas específicos de gestão dinâmica adquirirem os dados necessários ao seu funcionamento e de transmitirem ao operador de rede de distribuição as medições dos consumos de cada instalação de utilização, para efeitos de liquidação e faturação.

**"É permitido que os projetos de energia renovável sejam detidos e desenvolvidos pela CER ou por terceiros, desde que em benefício e ao serviço daquela."**

### Clientes

- É previsto o direito de todos os clientes celebrarem vários contratos de fornecimento com vários comercializadores para o mesmo ponto de entrega, regime que até agora apenas estava previsto para os pequenos clientes (e para os casos de autoconsumo).
- São reforçados os direitos dos consumidores em matéria de acesso aos dados de consumo no contexto de contadores inteligentes.

### Clientes eletrointensivos

- É criado o estatuto do cliente eletrointensivo, que consiste na atribuição de um regime especial no acesso e utilização da rede. É relegada para portaria a definição do grau de eletrointensividade mínimo para o efeito, a definir por quociente entre o consumo elétrico anual e o valor acrescentado bruto.
- Na versão final publicada do diploma, os clientes eletrointensivos deixam de estar obrigados a participar no mercado de serviços de sistema, através da submissão de ofertas diárias no mercado de reserva de reposição ou no mercado de reserva de regulação, ou no mercado que o venha a substituir.
- É previsto um regime transitório que parece permitir que os clientes eletrointensivos que celebrem contratos de aquisição de energia renovável diretamente a produtores possam beneficiar de isenção total de CIEG no que toca à energia adquirida através daquele contrato, não sendo, porém, claros os termos e prazo da concessão deste benefício nem se o mesmo se aplica também a contratos por diferenças com garantias de origem (PPA financeiros).

**"É criado o estatuto do cliente eletrointensivo, que consiste na atribuição de um regime especial no acesso e utilização da rede."**

### Zonas livres tecnológicas (ZLT)

- É regulado o regime das ZLT no setor da energia, tal como previsto em consulta pública, permitindo-se, na versão final aprovada, que as ZLT sejam geridas diretamente pela DGEG ou mediante concessão atribuída através de procedimento concorrencial.
- Tal como previsto na proposta colocada em consulta pública, são, desde já, criadas três ZLT: uma em Viana do Castelo, para desenvolver as energias renováveis offshore e *nearshore* (o que não era previsto na versão colocada em consulta pública); outra em Abrantes, para projetos de inovação e desenvolvimento no âmbito do encerramento da Central Termoelétrica do Pego (tal como já previsto em consulta pública); e a última, no Perímetro de Rega do Mira para projetos piloto de uso simultâneo do solo para produção de eletricidade e atividade agrícola, também nos mesmos termos previstos em consulta pública.



- A capacidade de injeção na RESP atribuída no âmbito do procedimento de instalação de projetos de investigação científica e desenvolvimento nas ZLT consta do documento comprovativo do registo e tem duração limitada, tal como se previa na consulta pública, não podendo exceder seis anos a contar da disponibilização da infraestrutura de ligação à RESP (a versão final do diploma aumentou o prazo máximo de três para seis anos), sem prejuízo de, mediante autorização da DGEG, poder ser prorrogado por metade do prazo inicial (possibilidade de prorrogação não prevista em sede de consulta pública).

**"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."**

- 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, tal como previsto em consulta pública, ficando também isentos do pagamento de outros encargos relativos à participação nas redes, o que não estava previsto na versão do diploma colocada em consulta pública.
- Tal como já previsto na consulta pública, estes projetos ficam sujeitos ao pagamento de um valor a definir pela ERSE para participar custos de rede. Estes projetos beneficiam ainda de um regime simplificado de licenciamento e ficam desonerados do pagamento.

### 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. Em sede de consulta pública salvaguardava-se, ainda, 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. Na versão final publicada, acrescentou-se que, nos procedimentos de controlo prévio pendentes os prazos em curso têm a duração estabelecida no regime jurídico em vigor à data do início da respetiva contagem, aplicando-se nas fases subsequentes do procedimento.
- No que respeita a projetos desenvolvidos mediante acordo com o operador e abrangidos pelos termos de referência, elimina-se a previsão da caducidade dos pedidos que não tenham recebido estudos específicos do operador de rede ou não tenham declaração de impacte ambiental favorável, ficando estabelecido que todos os projetos que já tenham obtido classificação final prosseguem os seus termos.
- Na versão final do diploma ficou estabelecido que, nos procedimentos de controlo prévio pendentes, os prazos em curso têm a duração estabelecida no regime jurídico em vigor à data do início da respetiva contagem, aplicando-se nas fases subsequentes do procedimento o disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022. ■