

PARECER

Proposta de alteração do Decreto-Lei n.º 172/2006 e Decreto-Lei n.º 97/2002

Desenvolvimento dos princípios gerais relativos à organização e
ao funcionamento do sistema elétrico nacional, incluindo da
produção, transporte, distribuição e comercialização

Estatutos da ERSE

Maio 2019

Consulta: Ministro do Ambiente e da Transição Energética - 17/04/2019 e Secretário de Estado da Energia - 07/05/2019

Base legal: Competências consultivas dos artigos 15º a 18º dos Estatutos da ERSE.

Divulgação: Pode ser disponibilizado publicamente, após tomada de decisão ou um ano após a elaboração, sem prejuízo do acesso ou divulgação anterior nos termos legais. A disponibilização não abarca informação que, por natureza, seja comercialmente sensível ou configure segredo legalmente protegido ou dados pessoais.

ÍNDICE

1	ENQUADRAMENTO	1
2	APRECIÇÃO	1
	APRECIÇÃO NA GENERALIDADE.....	2
2.1	Reserva de capacidade	2
2.2	Ligação à rede.....	3
2.3	Facilitador de mercado, regime de representação e atuação do CUR	7
2.4	Previsão do gestor integrado de garantias e regras para a gestão de riscos no SEN.....	9
2.5	Produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis com capacidade até 1 MW.....	11
2.6	Planeamento das redes de transporte e distribuição.....	13
2.7	Cauções no procedimento de licenciamento e reserva de capacidade.....	14
2.8	Concessões em baixa tensão e iluminação pública	15
	APRECIÇÃO NA ESPECIALIDADE.....	16
3	CONCLUSÕES	22

Correspondendo a solicitações do Senhor Ministro do Ambiente e da Transição Energética, recebida por correio eletrónico a 17/04/2019 (R-Técnicos/2019/1332), e do Senhor Secretário de Estado da Energia, recebida por correio eletrónico a 06/05/2019 (R-Técnicos/2019/1561), a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) emite o seguinte parecer.

1 ENQUADRAMENTO

O projeto de decreto-lei enviado à ERSE para parecer altera o Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua redação atual, nos seguintes temas principais:

- Atribuição de reserva de capacidade para ligação à rede de produtores;
- Ligação à rede de produtores;
- Planeamento das redes de transporte e distribuição;
- Gestor de riscos e garantias no âmbito do SEN;
- Cauções existentes nos procedimentos de licenciamento e reserva de capacidade para ligações às redes;
- Iluminação pública e concessões de distribuição em baixa tensão.

Em complemento, a ERSE recebeu também um projeto de decreto-lei que altera o Decreto-lei n.º 97/2102 referente aos Estatutos da ERSE. Esta alteração aos Estatutos revoga duas competências da ERSE referentes à gestão de capacidades de receção das redes elétricas.

Neste parecer a ERSE apresenta os seus contributos aos projetos de diploma recebidos, especificamente sobre os temas que concretamente são visados com a proposta.

Importa, todavia, referir que o enquadramento legal do setor elétrico carece de uma revisão profunda, sistémica e de âmbito significativamente mais alargado do que a proposta nos projetos de diploma em apreço. Esta revisão poderá coincidir com a transposição do Pacote Energia Limpa para todos os Europeus, processo complexo e que requererá tempo, pelo que deve iniciar-se o mais cedo possível.

2 APRECIÇÃO

Apresenta-se de seguida uma apreciação na generalidade, agrupada por temas, e posteriormente referências de detalhe a aspetos do projeto de diploma.

Apreciação na generalidade

2.1 RESERVA DE CAPACIDADE

No enquadramento atual, o exercício da atividade de produção em regime especial, no regime de remuneração garantida, depende, previamente à obtenção da licença de produção e respetiva licença de exploração, da atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) (n.º 3 do artigo 33.º-G aditado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, que procedeu à sexta alteração do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto). Os termos, condições e critérios da atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP são definidos por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia (n.º 4 do supramencionado artigo 33.º-G). A atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP tem lugar mediante procedimento concursal de iniciativa pública ou procedimento que a faculte a todos os interessados que preencham os requisitos que venham a ser estabelecidos, de acordo com critérios de igualdade e transparência (n.º 5 do supramencionado artigo 33.º-G).

Por sua vez, a Portaria n.º 243/2013, de 2 de agosto, veio estabelecer os termos, condições e critérios de atribuição de capacidade de injeção na RESP, bem como da obtenção da licença de produção e respetiva licença de exploração, para a produção de energia elétrica no âmbito do regime especial da remuneração garantida nos termos do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

Na atual proposta de alteração legislativa, estabelecem-se as disposições aplicáveis à atividade de produção em capítulo próprio, não consagrando, ao contrário do enquadramento atual, capítulos distintos para os regimes ordinário e especial. Deste modo, o artigo 5.º, ao determinar que a obtenção de licença de produção de eletricidade depende da prévia atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP, estende à produção em regime ordinário uma obrigação que se aplicava apenas à produção em regime especial com remuneração garantida. Acresce que se faz depender a atribuição de reserva de capacidade da prestação de caução pelo requerente ao operador da RESP a que se pretende ligar, com previsão de reversão para abatimento aos custos de interesse económico geral (CIEG) em situações tipificadas.

A proposta de alteração legislativa prevê ainda a possibilidade da atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP ficar dependente da realização de prévio procedimento concorrencial, que pode revestir a modalidade de leilão eletrónico.

No entender da ERSE, há vantagem em que a sistematização das condições de reserva de capacidade que se procura efetuar com a alteração do artigo 5.º possa ser melhor concretizada na redação do seu n.º 2, em particular com a concretização das condições de cada uma das alíneas previstas neste número. Na interpretação da ERSE, o regime que se pretende efetivar é a atribuição de reserva de capacidade através de uma das seguintes alternativas:

- i) em situações em que não existem constrangimentos ao nível da capacidade de receção (alínea a);
- ii) em situação em que, não havendo capacidade de receção, o produtor pretende assumir a totalidade dos encargos para que tal seja obviado; e
- iii) em situações em que, podendo ou não existir constrangimentos de capacidade, seja determinada a existência de um procedimento concorrencial para afetar o recurso existente.

A respeito da reserva de capacidade, entende ainda a ERSE que, por uma questão de clareza, a referência à assunção dos encargos de construção ou reforço por parte do requisitante se deve cingir ao artigo 16.º, podendo, na alínea b) do número 2 do artigo 5.º, fazer-se referência apenas à identificação da capacidade a atribuir na sequência do acordo previsto na alínea c) do número 1 do artigo 16.º. Esta alteração permite que não se confunda a prestação de caução por conta da reserva de capacidade, prevista neste artigo (no valor de 5% dos encargos financeiros assumidos), com a eventual prestação de caução por conta da construção ou reforço das infraestruturas aquando da efetivação da ligação e que pode ser de valor diverso.

2.2 LIGAÇÃO À REDE

No atual enquadramento legal geral relativo às ligações às redes de produtores, ao qual podem adicionar-se disposições próprias relativas a regimes específicos constantes de legislação autónoma, identificam-se como as normas mais relevantes as que constam nos artigos 16.º, 33.º-F e 33.º-X do

Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua presente redação. O artigo 16.º estabelece um conjunto de regras gerais relativas aos investimentos associados à ligação de produtores:

- Os custos de investimentos na rede para a criação de capacidade de receção para centros eletroprodutores suportados pelas concessionárias, deduzidos de eventuais participações de fundos públicos, são considerados para os efeitos da fixação de tarifas de uso de rede;
- Os custos e a construção da ligação entre o produtor e a rede são da responsabilidade do produtor;
- O produtor suporta os encargos decorrentes da antecipação de investimentos necessários para ligar a instalação produtora, definindo o operador de rede esse valor.

O artigo 33.º - F, por sua vez, estabelece que os pedidos de atribuição de licença de produção que não possam ser considerados por falta de capacidade, na data e local pretendidos pelo promotor, podem ficar a aguardar reserva de capacidade até à data de execução prevista nos planos de desenvolvimento da rede. Este artigo prevê também que a entidade licenciadora pode atribuir a licença de produção caso o promotor acorde com o operador de rede a antecipação do reforço de capacidade, suportando o primeiro os encargos financeiros resultantes dessa antecipação. Quando não exista acordo quanto ao valor a suportar compete à DGEG, ouvida a ERSE, arbitrar os valores da participação.

Por fim, o artigo 33.º-X concretiza alguns aspetos relativos aos encargos de ligações às redes:

- Cabe ao proprietário da instalação de produção suportar os custos de ligação à RESP, quando para seu uso exclusivo;
- Remete para o RRC a repartição de encargos caso a ligação sirva mais do que um requisitante;
- Prevê a existência de regras para as situações em que um novo produtor passe a utilizar um ramal existente ou quando o operador de rede opte por sobredimensionar um ramal de ligação;
- Faz a concretização do conceito de normas-padrão, a propor à ERSE pelos operadores da RESP, relativas à assunção e partilha de custos de adaptações técnicas, tais como as ligações às redes, reforços de rede melhoria de funcionamento e regras para a aplicação não discriminatória de códigos de rede para a integração de novos produtores.

Atento este quadro legal, a ERSE fez refletir na sua regulamentação as regras constantes dos referidos artigos, incluindo a obrigação de envio de proposta de normas-padrão por parte dos operadores de

rede. Após receber propostas sobre as normas-padrão a ERSE suscitou, na última revisão regulamentar do setor elétrico, a discussão sobre a forma de melhorar a regulamentação relativa às ligações às redes, em particular para nela incluir as propostas de normas-padrão. No âmbito dessa revisão regulamentar do RRC a ERSE propôs o seguinte em relação ao reforço das redes relativas a requisições de ligação de produtores e de consumidores: i) ligação à RNT - comparticipação cujo valor era definido com base numa análise custo-benefício proposta, caso a caso, pelo operador da RNT; ii) ligação à RND - o requisitante suportava integralmente o custo de reforço das redes.

A generalidade dos comentários recebidos na consulta pública foi no sentido de adotar uma solução semelhante à que se aplicava às requisições de ligação em BT e em MT com potência inferior a 2 MVA, baseada num valor de comparticipação em €/kVA, a suportar pela totalidade dos requisitantes de ligação, independentemente de o pedido em causa induzir ou não uma necessidade de reforço da rede existente, devendo esse valor ser aprovado pela ERSE.

Com este enquadramento, o Regulamento n.º 632/2017, de 21 de dezembro, veio a adotar o sentido geral dos comentários recebidos, em particular do Conselho Consultivo da ERSE, no sentido do alargamento da aplicação do encargo relativo à comparticipação nas redes, em €/kVA, a aprovar pela ERSE, a todos os requisitantes de ligação. Este Regulamento alterou a prática em vigor até então, em que a repartição de encargos de reforço de rede entre requisitantes e sistema elétrico tinha lugar por acordo entre as partes (requisitante e operador da rede), o que nem sempre resultava em abordagens idênticas por parte dos operadores das redes.

Mais recentemente, e também após consulta pública, foram estabelecidos os valores das comparticipações nas redes a suportar por consumidores e por produtores, por nível de tensão, para os quais foi utilizada uma metodologia que ponderou os custos e benefícios para o sistema elétrico associados a cada tipo de requisição, o que permitiu a adoção de práticas semelhantes entre consumidores e produtores no que diz respeito à requisição de ligação à rede, sendo ambos chamados a contribuir para o reforço da rede, independentemente de a sua ligação induzir ou não um reforço da rede. Na prática, constata-se que cada nova requisição de ligação ocupa uma parte da capacidade de rede disponível, devendo por isso contribuir financeiramente para a reposição dessa capacidade.

A respeito da proposta de alteração legislativa, em termos de sistematização, assinala-se como aspeto positivo o facto de as normas relativas às ligações às redes, que anteriormente estavam dispersas por

diversos capítulos, fiquem agrupadas sob um único capítulo (“Produção de eletricidade”), o que ajuda a clarificar o seu âmbito de aplicação.

Em relação ao conteúdo, importa referir o seguinte:

1. Algumas das alterações agora previstas parecem permitir uma interpretação que é distinta da que recentemente se efetivou no plano regulamentar.

Atento o disposto na alínea c) do n.º 1 do artigo 16.º do projeto de diploma, a figura da comparticipação no reforço das redes prevista pode ser entendida como distinta ou cumulativa da que foi adotada na regulamentação. Efetivamente, ao ser introduzida a norma que impõe aos requisitantes que estes suportem os encargos com os investimentos não previstos no PDIRT ou no PDIRD, ou com a antecipação dos de projetos aí previstos e, simultaneamente, ao ser mantida a figura das normas-padrão atualmente em vigor, poderia interpretar-se que os produtores seriam chamados a uma dupla contribuição, ou que altera a natureza e a motivação da mesma.

2. Por outro lado, verifica-se que são recuperadas algumas das disposições constantes da redação atual do Decreto-lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, às quais foram introduzidas algumas alterações que, no entender da ERSE, geram alguma ambiguidade, que importaria dissipar.

Com efeito, o novo artigo 16.º -A mantém, quase no essencial, a redação do atual artigo 33.º-X cujo conteúdo já se encontra refletida na regulamentação da ERSE, o que se entende como uma intenção de manter, no essencial, o quadro legal e regulamentar atualmente vigente no que diz respeito à ligação às redes. No entanto, no caso concreto do número 5 do artigo 16.º-A, é recuperada integralmente a redação relativa às normas-padrão, tendo sido acrescentado que estas devem incluir “mecanismos de mediação em caso de discordância relativamente aos valores a suportar pelos produtores”. Esta redação parece remeter para uma aplicação casuística de valores de comparticipação de reforços de redes, que seria contrária à abordagem atualmente em vigor e, de certo modo, contrária à preservação do modelo existente que terá presidido à manutenção do referido conteúdo do atual artigo 33.º-X.

Assim, no entender da ERSE, há vantagem em que se clarifique a aplicação do conceito de reforço das redes, sendo que parece equilibrado que a figura do acordo – e, por conseguinte, de uma decisão casuística da comparticipação no encargo de reforço de redes – se possa cingir às situações previstas na anteriormente mencionada alínea c) do n.º 1 do artigo 16.º (designadamente, os investimentos não

previstos no PDIRT ou no PDIRD, ou com a antecipação de projetos aí previstos), sendo que às restantes situações se aplicaria o que decorre da filosofia de normas padrão e recentemente consagrado em quadro regulamentar. Neste contexto, a necessidade de mediação surge apenas nas situações que se enquadrassem na alínea c) do n.º 1 do artigo 16.º, pois nos restantes casos a comparticipação resulta de um valor fixo por kVA requisitado, aprovado regulamentarmente, pelo que a ERSE entende que as disposições relativas à mediação deveriam estar diretamente plasmadas no artigo 16.º sugerindo-se, para esse efeito, que se mantenha a disposição atualmente em vigor prevista no número 7 do artigo 33.º-F do Decreto-Lei n.º 172/2006, na sua redação atual.

Existem, a respeito das ligações à rede, um conjunto de aspetos incluídos nos artigos 16.º e 16.º-A que beneficiariam de clarificação e que são abordados em mais detalhe na secção de apreciação na especialidade.

2.3 FACILITADOR DE MERCADO, REGIME DE REPRESENTAÇÃO E ATUAÇÃO DO CUR

A proposta de alteração legislativa prevê, na redação dada ao artigo 55.º-A, uma simplificação de redação da norma, que não altera em substância o regime da atividade do facilitador de mercado. Compreende-se e considera a ERSE como positiva essa mesma simplificação.

Em todo o caso, nas disposições transitórias (artigo 6.º do projeto de diploma) é previsto que, até que se concretize o facilitador de mercado, o comercializador de último recurso fique obrigado a adquirir a energia elétrica produzida pelos produtores em regime especial abrangidos pelo regime geral de remuneração desde que com potência instalada até 2 MW. Na perspetiva da ERSE – e uma vez que qualquer entidade detentora de licença de comercialização pode atuar como agregador e representante de produção em mercado –, o limiar de 2 MW poderá ser excessivo e limitar a atividade de agregação por parte dos comercializadores em regime de mercado. Com efeito, alguns dos comercializadores a atuar no Sistema Elétrico Nacional (SEN) desempenham já funções de agregação e representação de mercado, o que constitui até uma via de sustentação da sua atividade geral e uma forma de, com isso, garantir mais concorrência no mercado retalhista.

Neste contexto, sugere-se que a atuação subsidiária do comercializador de último recurso (CUR) enquanto não se atribuir a licença de facilitador de mercado possa estar limitada a um limiar de potência instalada inferior aos previstos 2 MW, de modo a que não seja prejudicada a assunção de tais

responsabilidades por parte de comercializadores já existentes ou a entrar no mercado retalhista do SEN. Convirá reter que a atividade de facilitador de mercado, conforme estabelecido no quadro legal que não se altera com o presente projeto de alteração legislativa, se orienta para a agregação de último recurso, pelo que deverá centrar-se nas situações de manifesta incapacidade de tratamento pelos comercializadores em mercado.

Nesse contexto, coloca-se à consideração se a própria atividade do facilitador de mercado não deveria, por princípio, ficar limitada à agregação de produção com capacidade instalada inferior a um determinado limiar de capacidade instalada, adotando-se exceções para situações de comprovada inexistência de oferta daquele serviço em mercado e/ou disrupção de um agregador existente e, neste caso, apenas de forma transitória até à escolha pelos produtores afetados de um novo agregador em mercado. Com efeito, ao entender-se que a figura do facilitador de mercado corresponde a um agregador de último recurso, a sua atividade deverá estar orientada para as ausências de resposta pelos agentes em mercado e para unidades de pequena dimensão com menor capacidade de abordar esse mercado de forma estruturada. No entender da ERSE, a atividade do facilitador de mercado limita-se à agregação e representação em mercado dos produtores abrangidos pelo regime remuneratório geral, sendo que, a revisão legislativa não altera a circunstância de apenas o CUR poder adquirir a produção que beneficia de remuneração garantida, o que se considera positivo.

Em todo o caso, considera-se positiva a segregação dos desvios do CUR entre o que respeita a produção em regime especial por si agregada e respeitante a tarifa garantida e produção em regime especial acolhida no regime de remuneração geral. Dessa forma, além de se preservar o mesmo princípio que já hoje existe de separação entre desvios afetos à carteira de consumos abastecidos e a aquisição da produção em regime especial, não se produz qualquer confusão com a determinação dos valores unitários do sobrecusto dos desvios.

Num outro plano, ainda a respeito da atividade do CUR, o projeto de alteração legislativa prevê, no seu artigo 4.º A que a remuneração garantida para a produção em regime especial atribuída na sequência de procedimento concorrencial se efetue nos termos do próprio procedimento de concurso. No entender da ERSE e na sequência das conclusões do estudo elaborado pelo Conselho de Reguladores

do MIBEL sobre a integração da Produção Renovável e de Cogeração no MIBEL¹, de março de 2018, submetido aos governos português e espanhol, importaria salvaguardar que a atribuição de nova remuneração garantida se efetue com a especificação de que os desvios entre o programa e a produção real sejam assumidos pelo próprio produtor, na medida em que assim se promoverá uma harmonização e compatibilização regulatória com as condições praticamente desde sempre em vigor em Espanha, e se introduz um incentivo à otimização da operação dos respetivos centros electroprodutores na minimização dos desvios com eventual impacto na redução das necessidades de banda de regulação secundária pelo Gestor Global do SEN, para além de se assegurar o alinhamento com as disposições aprovadas no âmbito do Pacote Energia Limpa.

2.4 PREVISÃO DO GESTOR INTEGRADO DE GARANTIAS E REGRAS PARA A GESTÃO DE RISCOS NO SEN

A ERSE acolhe como positiva a previsão legal de um regime integrado de gestão de riscos no âmbito do SEN e a correspondente criação da figura do gestor de garantias (alterações aos artigos 47.º, 49.º e 58.º; e aditamento dos artigos 58.º-A, 58.º-B, 58.º-C e 58.º-D). De resto, esta previsão legal vai ao encontro de proposta efetuada pela ERSE neste sentido, o que, ao tempo, foi fundamentado com a possibilidade de, por esta via – gestão integrada e operação atribuída a uma entidade independente dos beneficiários das garantias -, se contribuir para, simultaneamente se endereçar de forma mais efetiva a gestão do risco no SEN e minimizar a expressão de barreiras à entrada no mercado.

Importa reter que o conjunto de decretos-lei que estabelecem o quadro legal de base do SEN definem o conjunto de direitos e deveres de cada entidade que atua no âmbito deste sistema. Neste sentido, a organização conceptual do SEN prevê que o comercializador celebre uma relação comercial e contratual com os operadores das infraestruturas, em particular as redes de distribuição, relativamente ao conjunto de clientes que se encontra em fornecimento na sua respetiva carteira. Do mesmo modo, devem constituir uma relação comercial no quadro da gestão global do sistema.

Decorre do estabelecimento daquelas relações comerciais e contratuais que os comercializadores são responsáveis, perante as mencionadas entidades, pelo pagamento dos encargos de acesso às redes e às infraestruturas e de gestão de desvios. Posteriormente, os comercializadores aplicam aos seus

¹ Acessível em http://mibel.com/wp-content/uploads/2018/08/Estudo_PRE_PT_201803.pdf.

clientes os encargos de acesso (determinados por aplicação das tarifas fixadas pela ERSE) e dos desvios, os quais dependem da sua programação e operação em mercado.

Assim, no modelo organizativo do SEN, o comercializador atua como um representante do consumidor, substituindo-se a este no cumprimento das mencionadas obrigações, o que se justifica por razões de simplificação da cadeia de relacionamentos comerciais e simplificação da participação dos consumidores no mercado liberalizado de eletricidade – redução de barreiras à participação em mercado. Este modelo organizativo não é uma singularidade nacional, antes sendo aplicado de forma generalizada nos restantes Estados Membros da União Europeia.

Importa ainda reconhecer que as atividades de operação das infraestruturas e de gestão dos sistemas se encontram no perímetro das atividades reguladas de forma mais direta, com os proveitos a serem reconhecidos na mecânica tarifária. Justamente por esta razão, o incumprimento de responsabilidades por parte dos comercializadores relativamente aos encargos do acesso e/ou da gestão de desvios tem o potencial de afetar negativamente a tarifa, pelo aumento potencial de custos reconhecidos (por menor recuperação de proveitos face ao nível reconhecido na fixação de tarifas), o que corresponde ao que se pode designar por risco sistémico. A esta situação acresce que tal impacte nas tarifas assume a natureza de transferência de recurso (ou subsidiasões cruzadas) entre entidades e/ou clientes finais. Por esta razão, a previsão legal agora efetuada de um modelo de gestão integrada que permita a melhor gestão do risco sistémico é útil e favorável a uma mais eficiente afetação dos recursos do SEN.

Não pode deixar de se atender a questões de concorrência no desempenho das atividades abertas ao mercado – como o é a comercialização de eletricidade -, em que o risco sistémico a materializar-se tenderá a prejudicar de forma mais direta e impactante os novos entrantes e as entidades que disputam o mercado aos incumbentes. É, pois, importante que o quadro legal e regulamentar deva prever um equilíbrio entre as condições de prevenção do mencionado risco sistémico e as condições de afirmação da sã concorrência no mercado elétrico e de sobrevivência dos agentes no mercado, o que se julga alcançado com a presente proposta de alteração legal, seja ao nível do reforço das condições de verificação prévia da idoneidade técnica e económica dos agentes, seja pela possibilidade de se instituírem mecanismos de garantia solidária, seja ainda pelo também reforço de condições de prevenção de atuações reincidentes em incumprimentos.

Merece ainda a concordância da ERSE a designação da entidade que atua como câmara de compensação e contraparte central no contexto do MIBEL como gestor de garantias do SEN (n.º 2 do artigo 58.º-A), sujeito a regulação da ERSE (artigo 58.º-C). Com efeito, esta entidade assegura simultaneamente a equidistância face aos agentes envolvidos no processo de gestão do risco no SEN e é de amplo reconhecimento pela generalidade dos operadores de comercialização.

2.5 PRODUTORES DE ELETRICIDADE A PARTIR DE FONTES DE ENERGIA RENOVÁVEIS COM CAPACIDADE ATÉ 1 MW

O projeto de alteração legislativa pretende estabelecer um conjunto de disposições específicas, relativas às instalações de produção a partir de fontes de energia renovável (FER), baseadas em uma só tecnologia de produção, com capacidade instalada até 1 MW, destinada à venda total de energia à rede. Por outro lado, são revogadas as disposições do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, aplicáveis à produção de eletricidade através de unidades de pequena produção a partir de energias renováveis, baseadas em uma só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW, destinada à venda total à rede. A ERSE entende este exercício como uma pretendida sistematização do quadro legal aplicável àquele conjunto de produtores.

Assim, esta proposta, para além de aumentar a potência máxima prevista no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, de 250kW para 1MW, parece adotar alguns dos mecanismos vigentes nesse Decreto-Lei, nomeadamente o acesso ao regime remuneratório através de um mecanismo de licitação, mas abandonando outros requisitos anteriormente previstos, como o de a instalação de produção ter de se ligar num local de consumo existente, ou o limite da instalação de produção ser igual ou inferior ao da potência contratada dessa instalação de consumo.

Nesta proposta legislativa, em termos processuais, os promotores deste tipo de projetos devem garantir, num primeiro momento, o direito a injetar num determinado ponto da rede, cuja viabilidade deve ser avaliada pelo operador da rede de distribuição sob solicitação do promotor. A atribuição de capacidade é efetuada por ordem de precedência dos pedidos e obriga à prestação de caução. No entanto, a atribuição de capacidade não garante a remuneração garantida, à qual o acesso é feito de acordo com o estabelecido no artigo 27.º-D.

Em relação ao processo de atribuição da tarifa garantida previsto no artigo 27.º-D, surgem algumas dúvidas quando à sua implementação. O número 1 deste artigo define que a atribuição de tarifa garantida resulta de um modelo de licitação no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência fixada por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia. No entanto, o número 3 deste artigo dispensa, por um lado, o processo de licitação quando a tarifa de referência tenha por referência a média dos valores obtidos em procedimento concorrencial nacional e, por outro lado, estabelece que, sempre que possível, a tarifa de referência seja estabelecida tendo em conta essa mesma média de valores.

Não ficando claro em que situações não é possível estabelecer a tarifa de referência de acordo com a média dos valores do procedimento nacional, e admitindo que tal ocorre apenas em circunstâncias excepcionais, a presente redação do artigo 27.º-D parece conduzir a que, como regra geral, não seja aplicado o modelo de licitação.

Contrariamente ao que se verifica no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, não se encontra uma referência explícita a um valor de quota anual de capacidade para atribuição da tarifa garantida. Este facto, aliado à eventual não aplicação do processo de licitação, parece permitir que seja atribuída tarifa garantida a toda a capacidade solicitada. Mesmo que seja definido um valor de quota anual a atribuir, não é claro qual seria o procedimento de atribuição, admitindo-se que pudesse ser, de novo, o critério da precedência do pedido.

Nestas circunstâncias, e uma vez que para este tipo de instalações não há lugar ao pagamento de qualquer contrapartida pela atribuição de capacidade, pode existir um incentivo desadequado para que promotores que pretendam instalar capacidades superiores a 1 MW recorram ao pedido de várias instalações com capacidade até 1 MW, para beneficiarem de condições mais favoráveis.

Assim, entende-se que, a manter-se um regime distinto para instalações de produção de menor dimensão, seria de ponderar a redução do limiar de 1 MW, que parece excessivo, bem como a clarificação do modelo de acesso ao regime remuneratório garantido. Sugere-se que em nenhuma circunstância seja dispensado o modelo de licitação e que, adicionalmente, se explicita o montante de capacidade anual que beneficiará de tarifa garantida, ou pelo menos uma remissão para o estabelecimento desse valor através de portaria.

2.6 PLANEAMENTO DAS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

O enquadramento atual sobre o exercício de Planeamento da RNT e da RND é estabelecido, respetivamente, pelos artigos 36.º-A e 40.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 8 de outubro, na sua redação vigente.

A proposta legislativa em apreço prevê alterações ao processo de consulta, apreciação e aprovação das propostas de PDIRT e PDIRD, nomeadamente em termos de calendarização das várias etapas do processo, redefinindo ainda a interação entre operadores de rede, DGEG e ERSE.

Em termos de prazos, a proposta legislativa reduz os prazos na generalidade das etapas, criando assim condições para que as propostas de plano possam ser aprovadas no mesmo ano em que são apresentadas pelo operador. A ERSE entende como positivo a conclusão do procedimento dentro do mesmo ano civil.

No geral, a proposta reduz a maioria dos prazos que atualmente são de 30 dias para 22 dias, incluindo o período da consulta pública. Sobre esta alteração, a ERSE recomenda alguma ponderação, pela importância que a consulta pública representa para um plano que se quer o mais abrangente e universal possível, sugerindo que se mantenha o prazo de 30 dias.

Importa referir que a ERSE considera que os prazos referidos são em dias úteis, sugerindo clarificação desta questão no texto legislativo.

Outra alteração relevante diz respeito à etapa inicial, até 31 de março, e que passa a prever o envio da proposta de plano pelo operador da rede em simultâneo à ERSE e à DGEG e não apenas a esta última entidade como sucede no regime legal vigente. Esta alteração elimina a interação prévia entre a DGEG e o operador, que visa uma primeira revisão da proposta, prévia ao envio pela DGEG para a ERSE.

O primeiro impacto desta alteração é a disponibilização da proposta inicial do operador de rede em sede de consulta pública, ao invés de uma versão já revista pelo operador por solicitação da DGEG. A definição de um prazo máximo de 22 dias para o lançamento da consulta pública pela ERSE constitui-se igualmente como uma alteração, pois no enquadramento atual não existia qualquer prazo. A ERSE considera esta definição de prazos e redefinição da etapa inicial como positiva.

As restantes alterações introduzidas no processo dizem respeito à definição de prazos relativos à revisão da proposta pelo operador de rede e reenvio da versão final à DGEG (beneficiando dos pareceres da DGEG e da ERSE), e prazos de cada etapa, nomeadamente a aprovação final pelo membro do Governo responsável pela área da energia, após consulta à Assembleia da República.

2.7 CAUÇÕES NO PROCEDIMENTO DE LICENCIAMENTO E RESERVA DE CAPACIDADE

A atual redação do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, prevê a prestação de cauções após a atribuição das licenças de produção de eletricidade, com o objetivo de garantir o cumprimento de todas as suas obrigações até à entrada em exploração do centro eletroprodutor. Caso estas cauções sejam acionadas, os montantes respetivos são entregues ao operador da RNT para repercussão na tarifa de uso global do sistema (artigo 20.º, número 3).

Face às alterações dos procedimentos de obtenção de licenças e ligação à rede introduzidos pela redação proposta para o diploma, passa a ser devida a prestação de caução (adicional à existente no regime legal vigente) com a atribuição de reserva de capacidade na rede. O valor desta nova caução depende da potência de ligação e dos encargos financeiros associados à construção ou reforço da rede necessários para a receção da energia a injetar pelo novo produtor, bem como a outros critérios que possam ser definidos na atribuição de capacidade por procedimento concorrencial. Adicionalmente, são estipuladas condições para acionamento destas cauções, em caso de incumprimento do prazo de obtenção da licença de produção ou de incumprimento do acordo para suportar os encargos com a construção ou reforço de rede.

A ERSE considera que a prestação de uma caução no momento de atribuição de reserva de capacidade e as condições previstas para o seu acionamento afiguram-se adequadas para uma gestão mais eficiente da capacidade total de receção das redes, sendo igualmente dissuasoras de açambarcamento da capacidade existente.

Nesta nova redação do diploma, propõe-se também que os montantes de cauções que venham a ser acionadas revertam para o sistema tarifário, para o abatimento aos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG). A este respeito a ERSE nada tem a opor, embora considere que seria desejável, de modo a garantir uma mais clara interpretação da norma, usar um texto idêntico e que evidencia o objetivo do fluxo para a redação dos vários artigos, sempre que se mencione a repercussão tarifária dos valores de

cauções. O texto que a ERSE propõe para este efeito é “...reverte para abatimento aos custos de interesse económico geral (CIEG) enquanto medida que promove a sustentabilidade do SEN”. Esta uniformização deverá englobar também a redação do número 3 do artigo 20.º, onde atualmente é referida a repercussão na tarifa de uso global do sistema. Ao evidenciar o objetivo do fluxo a redação teria igualmente a vantagem de permitir a inclusão destes montantes em parcelas de proveitos que atualmente já existem na formulação dos proveitos do ORT e do ORD.

2.8 CONCESSÕES EM BAIXA TENSÃO E ILUMINAÇÃO PÚBLICA

A proposta legislativa retira dos bens da concessão da rede de baixa tensão a rede de iluminação pública (alteração à Base VIII do Anexo V), passando a prever que possa ser integrada por decisão do concedente (município).

A proposta de alteração é coincidente com a proposta feita pela ERSE no seu documento “Concessões de distribuição de eletricidade em BT – Propostas para as peças tipo do procedimento de atribuição das concessões ao abrigo da Lei 31/2017”, uma vez que esta alteração favorece a eficiência energética e a adaptação a políticas locais².

2.9 ALTERAÇÃO AOS ESTATUTOS DA ERSE

A alteração proposta aos Estatutos da ERSE revoga duas competências da ERSE referentes à gestão da capacidade de receção das redes, mais concretamente a emissão de parecer prévio vinculativo relativamente à existência de capacidade de receção e às condições de ligação à rede, bem como a respetiva cativação e a organização de sorteio de atribuição das referidas capacidades de receção.

A alteração proposta é coerente com a proposta de alteração do Decreto-Lei n.º 172/2006, contribuindo para uma melhor definição da função de regulação.

² Disponível em http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/65_3/ConcessoesBT_PropostasPe%C3%A7asTipo.pdf

Apreciação na especialidade

Neste ponto incluem-se referências de detalhe a aspetos do projeto de diploma que altera o Decreto-lei n.º 172/2006 que, no parecer da ERSE, merecem revisão.

Artigo	Comentário
Art. 4.º-A	<p>No artigo 4.º - A do projeto de alteração legislativa são concretizados (no seu n.º 1) os conceitos de remuneração pelo regime geral e remuneração garantida. A ERSE vê como positiva esta sistematização dos conceitos, sendo que, todavia, se sugere que a definição de remuneração garantida se possa efetuar no sentido de eliminar a referência a preço fixo. Com efeito, a redação da alínea b) do n.º 1 do artigo 4.º –A sugere que apenas a condição de preço fixo se poderá enquadrar em regime de remuneração garantida, o que não contém os eventuais regimes de que pretenda dispor o legislador de definição de uma remuneração indexada a preço de mercado com a fixação de um prémio (positivo ou negativo) ou ainda a definição de limiares mínimos e/ou máximos para um preço que seja também ele indexado ao mercado ou outra referência.</p> <p>Os números 4 e 5 estabelecem as condições em que pode ser atribuída a remuneração garantida. No entanto, o número 9 deste mesmo artigo refere que não é prejudicada a aplicação da remuneração garantida estabelecida em regimes especiais. Crê-se que se beneficiaria da concretização da aplicabilidade desta norma remetendo para regimes já existentes ou a aprovar mediante decretos-lei específicos, a par de se poderem estes designar por “regimes específicos” de modo a evitar a confusão com o conceito de produção em “regime especial”.</p>
Art. 5.º, n.º 8	<p>A ERSE propõe usar um texto idêntico para a redação dos artigos que mencionam a repercussão tarifária dos valores de cauções que são acionadas. A redação proposta para este artigo é a seguinte: <i>“As cauções referidas no número anterior são prestadas ao operador da RESP a que se pretende ligar, revertendo para abatimento aos custos de interesse económico geral (CIEG) enquanto medida que promove a sustentabilidade do SEN, nas seguintes situações:”</i></p>

Artigo	Comentário
Art. 6.º	<p>A ERSE entende que deveria ser eliminado o número 2 deste artigo que define que não é de aplicação, quando esteja em causa a atribuição de licença a produção em regime especial, o critério que define que o requerente de licença de produção tenha uma quota de mercado não superior a 40% no âmbito do mercado ibérico. No quadro legal atual, a grande hídrica e outra produção renovável estão enquadrados na categoria de produtores em regime especial e são responsáveis pelo abastecimento de uma parte cada vez mais importante dos consumos.</p> <p>A alínea c) do n.º 1 refere o Protocolo de Quioto, parecendo necessária a sua atualização aos compromissos assumidos por Portugal no que respeita às alterações climáticas.</p>
Art.º 15.º	<p>Com a atual definição de produção em regime especial, não se compreende a necessidade de distinção dos prazos para início de exploração previstos no n.º 4 do art.º 15.º.</p>
Art. 16.º	<p>O artigo 16.º foi alterado no sentido de permitir o acordo entre requisitante e operador de rede, não apenas da antecipação de investimentos previstos no PDIRT ou no PDIRD já prevista na legislação atualmente em vigor, mas também da realização de investimentos não previstos no PDIRT e no PDIRD com vista à criação de capacidade de receção, sejam estes na construção de novas infraestruturas ou no reforço de infraestruturas já existentes. Em relação ao valor dos encargos a suportar estabelece-se que “os respetivos encargos são pagos pelo requerente nos termos acordados” enquanto anteriormente apenas se incluíam os encargos relativos à antecipação.</p> <p>Esta redação abre explicitamente a possibilidade de construção de novas infraestruturas ou de reforços de rede não previstos no PDIRT ou PDIRD, bem como a comparticipação do seu pagamento por parte dos requisitantes. No entanto, a remissão para o acordo entre as partes torna pouco claro quais as condições que estão sujeitas a acordo e permite eventuais situações de tratamento diferenciado, por parte dos operadores de rede, a requisições com características semelhantes.</p>

Artigo

Comentário

Neste contexto, pareceria importante que este artigo clarificasse que os requisitantes devem suportar a totalidade do encargo relativo ao reforço de rede, definido pelo operador da rede, bem como quais as condições que estão sujeitas a negociação e acordo, nomeadamente, prazos de pagamento, prestação de caução ou responsabilidade pela execução dos trabalhos. Como sugerido anteriormente, poderia ser também recuperada a disposição do atual número 7 do artigo 33.º-F do Decreto-Lei n.º 172/2006, segundo o qual a DGEG pode, a pedido do interessado e ouvida a ERSE, arbitrar os valores do encargo apresentados pelo operador da rede.

Outra alteração ao artigo 16.º corresponde ao seu número 3, que estabelece que as infraestruturas construídas ou reforçadas ao abrigo dos referidos acordos entre requisitante e operador de rede, se integram no domínio público do concedente não podendo ser consideradas como ativo a remunerar. Esta disposição não é totalmente clara quanto ao valor do ativo que não deve ser remunerado pois pode interpretar-se que seja a totalidade do ativo ou apenas a parte do encargo suportado pelo requisitante. A ERSE entende que se deve clarificar que se faz referência à totalidade do ativo, o que incentiva o operador de rede a cobrar o valor real do encargo. No entanto, é necessário acautelar a redação quanto aos reforços, pois a parte do ativo prévia à existência do reforço não deve ver alterada a sua inclusão na base de ativos.

Art. 16.º - A No número 6 do artigo 16.º-A, é introduzida a obrigação de o operador de rede fornecer, num prazo determinado, informações exaustivas e necessárias ao produtor a quem já tenha sido atribuído ponto de receção, nomeadamente uma estimativa dos custos.

No número 8 do mesmo artigo seguintes são impostos prazos de resposta por parte do operador da rede, diferenciados em função de o ponto de receção atribuído se referir a capacidade existente na RESP ou a capacidade associada à realização de reforços e investimento nas redes. No segundo caso surgem dúvidas sobre a operacionalização deste envio desta informação pois o requisitante necessita obter

Artigo	Comentário
	<p>informação sobre o custo do investimento e reforço das redes antes de atribuído o ponto de receção.</p> <p>É certo que o número 9 do artigo 16.º-A determina a realização de estudos específicos nos casos em que ainda não existe capacidade de receção na RESP, mas a informação a prestar refere-se apenas uma calendarização e à apresentação do orçamento para a realização dos estudos específicos.</p> <p>Em relação a estes pontos, a ERSE entende a informação a prestar no número 8 se deve limitar à informação relativa à ligação entre a instalação de produção e a rede, pelo que não se justifica fazer uma diferenciação dos prazos em função de o ponto de receção ter sido atribuído com recurso à realização de reforços e desenvolvimento da RESP.</p> <p>No número 9, deveria ser acrescentado à informação já prevista, o estabelecimento de um prazo para a apresentação por parte dos operadores das redes dos encargos associados à construção de infraestruturas ou reforço das existentes, não previstos no PDIRT ou no PDIRD (ou em relação à antecipação de investimentos).</p>
Art.º 17.º	<p>Este artigo estabelece os princípios aplicáveis à receção de eletricidade pela rede pública proveniente de centros electroprodutores em regime ordinário. Uma vez que a sistematização adotada inclui no mesmo capítulo os produtores em regime especial e os produtores em regime ordinário, não se encontram razões para que os princípios incluídos neste artigo não sejam de aplicação a todos os centros electroprodutores. No quadro legal atual, a grande hídrica e outra produção renovável estão enquadrados na categoria de produtores em regime especial e são responsáveis pelo abastecimento de uma parte cada vez mais importante dos consumos.</p>
Art.º 19.º	<p>A inclusão da alínea e) no número 1 deste artigo vem clarificar a possibilidade, já hoje existente, de os produtores entregarem a sua produção, a um preço acordado, a comercializadores que agreguem a produção. A ERSE acolhe como positiva esta clarificação.</p>

Artigo	Comentário
Art. 20.º, n.º 1, al. f)	<p>A nova redação da alínea f) do n.º 1 do artigo 20.º estabelece que o produtor tem como uma das suas obrigações “manter e explorar o centro electroprodutor conforme as melhores práticas industriais, com o objetivo de otimizar a disponibilidade da capacidade instalada para produzir eletricidade e abastecer os consumos do SEN, <u>exceto para os produtores em regime especial;</u>” (sublinhado nosso).</p> <p>No entender da ERSE, não parecem existir razões suficientes para que se isentem os produtores em regime especial da observância do princípio geral de serem seguidas as melhores práticas industriais, desde logo porque o conceito de produtor em regime especial integra, no quadro legal atual, a grande hídrica e outras tecnologias renováveis, cujo contributo para a satisfação de consumos se pretende que aumente para dar cumprimento a metas de integração de renováveis.</p> <p>Neste sentido, sugere-se que a redação desta disposição possa abarcar de modo idêntico todos os produtores que sejam sujeitos a licenciamento, atribuindo-se-lhes igual dever de observância de manutenção das instalações e de promoção da disponibilidade da capacidade.</p>
Art. 20.º, n.º 3	<p>A ERSE propõe usar um texto idêntico para a redação dos artigos que mencionam a repercussão tarifária dos valores de cauções acionadas. A redação proposta para este artigo é a seguinte: “... <i>valor é entregue ao operador da RNT ou RND, consoante o caso, para reverter para abatimento aos custos de interesse económico geral (CIEG) enquanto medida que promove a sustentabilidade do SEN, devendo a caução ser liberada na data de início de exploração ...</i>”</p>
Art. 24.º, n.º 2 e Art. 27.º B, n.º 6	<p>A redação proposta para estes artigos é a seguinte: “... <i>é acionada pela DGEG e reverte para abatimento aos custos de interesse económico geral (CIEG) enquanto medida que promove a sustentabilidade do SEN.</i>”</p>

Artigo	Comentário
Art. 33.º - D	<p>O artigo 33.º - D estabelece algumas disposições relativas a equipamentos e regras técnicas de medição que recuperam, nos seus três primeiros números as disposições que constavam anteriormente do artigo 33.º-Z.</p> <p>Para além disso, é acrescentado um número 4 que obriga, para instalações com capacidade superior a 1 MW, seja realizada por equipamentos de teled medição, nos termos estabelecidos pelo respetivo operador da RESP.</p> <p>A ERSE entende que esta medida, ao obrigar à recolha remota e em tempo real das medidas, contribui para o reforço da observabilidade e controlabilidade das instalações que se pretendam ligar à RND (no caso de instalações ligadas à RNT já existe essa obrigação). No entanto, a ERSE entende que a concretização desta obrigação deveria ser remetida para regulamentação da ERSE até porque os dados em questão podem ser relevantes não apenas para o operador a que o produtor se encontra ligado mas também para o Gestor Global do Sistema.</p>
Art. 33.º - W	<p>A proposta de alteração legislativa contém uma norma revogatória que revoga expressamente um conjunto de artigos entre os quais não figura o artigo 33.º - W. No entanto, apesar da sua não revogação de forma expressa, este artigo não figura na republicação, o que deixa dúvidas quanto à sua vigência.</p> <p>Quanto ao conteúdo deste artigo, entende a ERSE que os princípios expressos no seu n.º 1 devem aplicar-se a todos os centros eletroprodutores e não apenas aos produtores em regime especial, o que permite que o artigo possa ser consolidado em conteúdo com o artigo 17.º, devendo, no entender da ERSE, preservar-se, em todo o caso o conteúdo do n.º 4 do atual artigo 33.º - W.</p>
Art.º 66.º, n.º 4	<p>O n.º 4 do artigo 66º estabelece a recuperação em tarifas do défice tarifário relativo aos anos de 2006 e 2007 decorrente da limitação das tarifas em BT, conforme estabelecido no Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro. A referência a este défice já não se encontra atualizada, uma vez que o mesmo já se encontra totalmente</p>

Artigo

Comentário

amortizado. Além disso, no decorrer dos anos, a dívida tarifária tem sofrido constantes atualizações no que respeita às rubricas incluídas no défice tarifário.

Face ao exposto, a ERSE considera que deve ser eliminada a referência ao défice tarifário deste artigo.

3 CONCLUSÕES

A ERSE concorda, na generalidade, com as opções tomadas e apresenta um conjunto de sugestões com o objetivo de clarificar alguns dos temas em discussão.

A proposta de alteração legislativa introduz, no que diz respeito ao processo de reserva de capacidade de injeção na RESP, a possibilidade de o produtor obter capacidade de receção em situações em que esta não exista, desde que suportando a totalidade dos encargos necessários à sua criação. Esta alteração não obriga a modificar o quadro regulamentar em vigor, que estabelece o pagamento de comparticipação nas redes por parte dos requisitantes de ligação, fixado através de um valor fixo por unidade de potência requisitada. Importa que a alteração legislativa contribua para a clarificação das várias fases do procedimento, desde a reserva de capacidade à conclusão da ligação à rede, área de fronteira entre as competências da DGEG e da ERSE.

Relativamente ao procedimento de planeamento, a ERSE concorda com as alterações propostas, com exceção da duração da consulta pública que se propõe se mantenha nos 30 dias úteis.

Finalmente, importa reforçar que o enquadramento legal do setor elétrico carece de uma revisão profunda e de âmbito alargado, o que poderá ocorrer com a transposição do Pacote Energia Limpa para todos os Europeus. A ERSE considera desejável que este processo se inicie o mais brevemente possível.

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, em 7 de maio de 2019

Emitido no exercício das competências consultivas dos artigos 15º a 18º dos Estatutos da ERSE, o parecer é suscetível de ser disponibilizado publicamente, após tomada de decisão ou um ano após a elaboração, sem prejuízo do acesso ou divulgação anterior, nos termos legais. A disponibilização não abarca a informação que, por natureza, seja comercialmente sensível, segredo legalmente protegido ou dados pessoais.