



Consulta pública 82:

**Proposta de articulado da Regulamentação do Regime de Autoconsumo
(Decreto-Lei n.º 162/2019)**

Documento de comentários

1. Enquadramento

O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, veio atualizar o regime jurídico do autoconsumo especificando o enquadramento a dar ao autoconsumo coletivo a partir de fontes renováveis de energia e às Comunidades de Energia Renovável (CER), prevendo o recurso ao armazenamento associado ao autoconsumo, tanto no regime individual como coletivo.

O regime jurídico atualmente em vigor foi alvo de consulta pública, e em agosto de 2019 o Grupo EDP teve oportunidade de comentar o projeto de Decreto-Lei. Mais tarde em outubro foi promulgado o Decreto-Lei n.º 162/2019, produzindo efeitos em 2020 e 2021. Mais concretamente, o DL produz efeitos:

- a partir de 1 de janeiro de 2020, relativamente aos projetos de autoconsumo individual e projetos de autoconsumo coletivo ou CER, que cumulativamente disponham de um sistema de contagem inteligente e sejam instalados no mesmo nível de tensão;
- a partir de 1 de janeiro de 2021, relativamente aos demais projetos de autoconsumo.

A ERSE promove agora a discussão sobre este tema, mediante a proposta de um modelo de regulamentação do regime de autoconsumo. Nesta proposta o DL 162/2019 é agora parcialmente revertido, tendo em conta que no decorrer de 2020 é esperada nova regulamentação que defina as regras a aplicar às CER e ao armazenamento de energia, ligado diretamente ou através de rede interna, à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), possibilitando assim o cumprimento do diploma para 2020.

Neste contexto, o Grupo EDP agradece a oportunidade e apresenta de seguida os seus comentários, esperando contribuir de forma positiva para esta consulta pública.

2. Comentários Gerais

2.1. Objeto e âmbito de aplicação

A proposta de regulamento ora apresentada deveria concretizar o modelo de autoconsumo conforme disposto no DL 162/2019, onde se prevê tanto o recurso ao armazenamento associado a UPAC no autoconsumo individual e no autoconsumo coletivo, como a concretização da figura de comunidade de energia renovável.

Tendo em consideração o documento justificativo desta consulta pública, entendemos que a regulamentação para a concretização das CER, a desenvolver no decorrer de 2020, possa beneficiar da experiência que resulte da aplicação do conceito de autoconsumo coletivo, já que a mesma requer uma análise mais aprofundada sobre as regras a aplicar a este modelo de participação em autoconsumo, nomeadamente no que toca ao relacionamento entre as CER e os operadores de rede que estejam envolvidos nos projetos de energia renovável. Contudo, no que toca ao armazenamento associado ao autoconsumo, **defendemos que a proposta de articulado devia ser mais abrangente para permitir uma maior diversidade de projetos de autoconsumo.**

A proposta apresentada exclui o armazenamento ligado, diretamente ou através de rede interna, na RESP, que integre uma instalação elétrica separada da unidade de produção para autoconsumo (UPAC) ou de uma instalação de utilização (IU).

Embora haja situações de armazenamento que careçam de alterações mais profundas na regulamentação, ou mesmo na legislação, nomeadamente o armazenamento de energia em veículos elétricos quando estejam instalados postos de carregamento bidirecionais associados à IU, entendemos que a proposta da ERSE não deveria excluir o armazenamento ligado à RESP como um todo, prejudicando a implementação de possíveis soluções de autoconsumo que poderiam estar previstas à partida. Neste contexto, **defendemos que as regras aplicáveis ao autoconsumo com recurso a armazenamento deveriam estar definidas na proposta de articulado, nomeadamente nos artigos relativos à medição, leitura e disponibilização de dados.**

Por último, fazemos notar que o *Portal do Autoconsumo e das CER* (Portal), acessível através do *site* da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), permite aos interessados a credenciação das comunidades de energia renovável, e não exclui projetos de autoconsumo com recurso a armazenamento. Assim, entendemos que a ERSE, em coordenação com a DGEG, deveria acautelar a coerência entre o que é permitido realizar no Portal por parte dos interessados e a regulamentação em vigor. Este ponto torna-se da maior importância para evitar a interpretação difusa do que está estabelecido em legislação e na sua regulamentação, potenciando uma maior complexidade de processos burocráticos e administrativos, afetando negativamente todas as partes interessadas e tornando todo o processo pouco transparente.

2.2. O comercializador agregador

O DL 162/2019 dispõe que o comercializador possa agregar produção, i.e., os excedentes de energia elétrica com origem nos autoconsumidores individuais e coletivos podem ser transacionados em mercado através de um comercializador que desempenhe a função de agregador da produção. No caso particular do autoconsumo coletivo, a proposta de articulado estabelece que o relacionamento comercial com o agregador de produção se faça através da entidade gestora de autoconsumo coletivo (EGAC), evitando uma atomização do volume de excedentes, reduzindo os custos de transação e tornando mais atrativa a aquisição dos excedentes por participantes no mercado que agreguem produção numa carteira única.

Neste contexto, entendemos como positiva a inclusão da figura da EGAC ao permitir a flexibilização do mecanismo de autoconsumo, simplificando o relacionamento comercial entre as partes e reduzindo custos potenciais para o sistema, e consequentemente para o cliente final. De facto, apoiamos medidas regulamentares que tragam uma maior flexibilização ao sistema, permitindo a sua otimização e reduzindo os custos decorrentes da participação em mercado. Note-se que as orientações a nível europeu também vão nesse sentido, nomeadamente com os desenvolvimentos relativos ao *cross border trading* de serviços de sistema (e.g., projeto TERRE e Picasso) ou no conceito de *Single Balancing Area* aplicável na generalidade dos países da zona síncrona continental, onde **os participantes em mercado atuam sobre o seu portefólio, não sendo obrigados a participar em mercado com duas unidades de oferta distintas (unidade de compra e unidade de venda), como se pode observar na Figura 1. Esta medida permite uma otimização da carteira do comercializador, já que o mesmo tem a capacidade e a possibilidade de autobalancear-se, diminuindo a necessidade de mobilizações de serviços de sistema e reduzindo os custos associados.**

Imbalance settlement - Number of Imbalance Positions

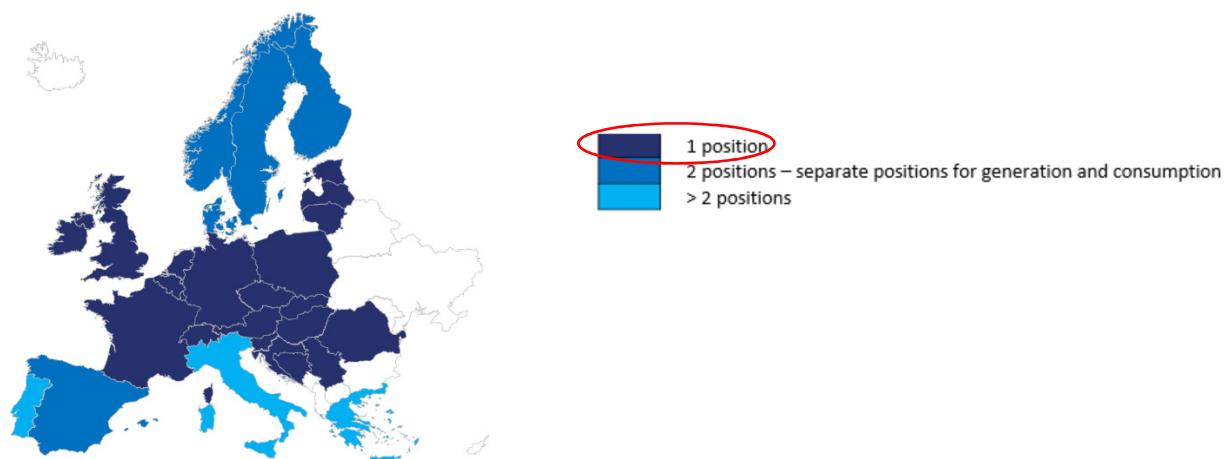


Figura 1: Número de posições de balanço por país¹

Pelo exposto, entendemos que a proposta da ERSE, no que diz respeito à integração dos excedentes do autoconsumo nas carteiras dos comercializadores que agregam produção, continua limitada e desadequada às necessidades atuais, remetendo apenas para os procedimentos previstos no MPGGS. Assim, defendemos que a proposta deveria traduzir medidas que acrescentem valor ao sistema e que possam contribuir para uma redução dos seus custos, beneficiando o sistema no seu todo. Em particular, **a proposta de articulado deveria definir a possibilidade de participação em mercado pelo comercializador com agregação, através de uma unidade de programação única, i.e., que resultasse do valor líquido do consumo/produção, ao invés da participação em mercado com duas unidades distintas, resultando em valores de desvio que poderiam ser potencialmente evitados.**

2.3. Estrutura das tarifas de acesso às redes

Como temos vindo a referir, os custos do acesso às redes são essencialmente fixos, verificando-se a falta de aderência entre a estrutura tarifária e a estrutura de custos do sistema. Em particular no que toca ao alinhamento entre os custos variáveis e os custos fixos do sistema com as componentes volumétricas e fixas das tarifas, respetivamente.

A crescente integração de produção distribuída e de autoconsumo representa uma mudança relevante do paradigma de funcionamento do setor, com desafios importantes para todos os agentes envolvidos, nomeadamente para os Operadores de Rede de Distribuição (ORD) sendo necessário o desenvolvimento de instrumentos que permitam assegurar a gestão ativa da rede num contexto mais dinâmico e complexo no que diz

¹ Fonte: “Survey on Ancillary services procurement, Balancing market design 2018”, ENTSO-E WGAS, Março 2019.
Nota: Tanto a Itália como a Grécia encontram-se abrangidas por um sistema de despacho central.

respeito à participação dos clientes e à gestão de trânsitos de energia nas redes, em condições de segurança de abastecimento e qualidade de serviço.

As redes tendem, cada vez mais, a ser utilizadas para prestação de serviços de reserva/back-up, estabilidade e de qualidade do fornecimento de energia elétrica. Apesar da instalação de UPAC poder vir a alterar significativamente os trânsitos de energia, será sempre necessário avaliar (em particular para os troços periféricos mais próximos das instalações de consumo), um adequado dimensionamento da rede para alimentar a potência máxima das instalações de consumo, aplicando os coeficientes de simultaneidade que sejam definidos na legislação em vigor, de forma a assegurar o fornecimento nas situações de escassez ou ausência de produção para autoconsumo.

2.3.1. Tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo

O n.º1 do artigo 35º da proposta de articulado define que as tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP resultam da diferença entre tarifas de acesso às redes aplicáveis à IU deduzidas das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da IU, pretendendo-se assim uma aproximação aos custos evitados das redes. Adicionalmente, o n.º2 do mesmo artigo define que, nas situações de inversão do fluxo de energia na rede pública para montante do nível de tensão de ligação à UPAC, a dedução das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante do nível de tensão de ligação da UPAC suprarreferidas é total, havendo ainda assim a possibilidade de aplicar uma dedução parcial no futuro.

Apesar de entendermos o racional aplicado, importa fazer notar que a desadequação entre estrutura de custos e estrutura de proveitos, torna-se ainda **mais visível com a redução de trânsitos de energia (por via de autoconsumo, por exemplo)**, sendo a atual estrutura tarifária muito assente em componentes variáveis (energia). **Com a crescente integração de sistemas UPAC e de armazenamento existe ainda outra questão a endereçar que se prende com o facto de o cliente beneficiar da disponibilidade da capacidade de rede, independentemente de precisar ou não de a utilizar em cada momento, em função de ter ou não produção própria para suprir o seu consumo. Para que a rede esteja disponível, na eventualidade de o cliente necessitar de recorrer à mesma para suprir o seu consumo, existem naturalmente custos que devem ser remunerados.** Acresce referir que a crescente penetração das energias renováveis com custos marginais nulos irá resultar em custos de sistema maioritariamente fixos.

Ainda relativamente à recuperação dos custos do sistema, designadamente no que se refere a perdas técnicas, há que salientar que, considerando que a repartição da energia produzida é efetuada com base nas leituras dos equipamentos de contagem, não se está a considerar a energia dissipada nesse trajeto a qual acaba por ser contabilizada como perda do sistema e não como perda da instalação do cliente coletivo. Ainda que estas perdas possam eventualmente ser reduzidas, entende-se que esta matéria deve ser analisada e acautelada nesta proposta de articulado.

2.3.2. Custos de interesse económico geral (CIEG)

O Decreto-Lei n.º 162/2019 estabelece, no n.º4 do artigo 18º, que *“os encargos correspondentes aos CIEG podem ser total ou parcialmente deduzidos às tarifas de acesso (...) mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia a aprovar até 15 de setembro de cada ano”*. Adicionalmente, os n.º5 e n.º6 do mesmo artigo determinam que, na ausência da publicação do referido despacho, *“cabe à ERSE definir a parte de CIEG a deduzir em cada ano às tarifas de acesso às redes e a considerar no cálculo tarifário”* e que *“a parte dos CIEG a deduzir deve ter em conta os benefícios para o sistema da produção em regime de autoconsumo, bem como a inexistência de encargos desproporcionais para a sustentabilidade financeira a longo prazo do sistema elétrico nacional”*, respetivamente.

Tendo em conta que até ao momento não foi publicado qualquer despacho do membro do governo responsável pela área da energia relativo à aplicação dos CIEG, a ERSE entendeu não proceder a quaisquer deduções de CIEG às tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. Entendemos como positiva a tomada de decisão da ERSE nesta matéria, concordando que *“eventuais deduções devem ser ponderadas com cuidado, pois há questões de equidade a considerar”*, por exemplo, entre consumidores que tenham condições físicas e/ou financeiras para se tornarem autoconsumidores e aqueles que não tenham essas condições. *“Situações em que os custos incorridos pelos autoconsumidores não são cobertos por estes podem gerar subsídios cruzados com os restantes utilizadores da RESP”*, pelo que qualquer dedução do valor dos CIEG às tarifas de acesso deve ser acompanhada por uma medida que acautele o princípio de equidade de tratamento entre os utilizadores da RESP.

Importa referir que o facto de os CIEG serem recuperados através das tarifas de acesso às redes justifica igualmente a alteração da atual estrutura tarifária de modo a

assegurar equidade entre consumidores no que diz respeito à recuperação dos custos do sistema.

2.4. Autoconsumidor individual – autoconsumo através da RESP

Como disposto no DL 162/2019 a promoção e disseminação da produção descentralizada de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia veio a merecer acrescida relevância, como um dos eixos a desenvolver, de forma a alcançar o objetivo essencial de reforço da produção de energia a partir de fontes renováveis e de redução de dependência energética do país. Concretamente, o referido Decreto-Lei facilita a participação ativa na transição energética de empresas e de cidadãos interessados em investir, sem subsídios públicos, em recursos energéticos renováveis e distribuídos necessários à cobertura do respetivo consumo.

Desta forma, entendemos que não deve existir discriminação negativa no tratamento a dar ao autoconsumidor individual que pretenda veicular a energia elétrica de autoconsumo através da RESP. Nesse sentido notamos que **a proposta de articulado é omissa nesta situação e que por esse motivo sugerimos que a regulamentação proposta explicita a possibilidade autoconsumidor individual também poder utilizar a RESP e adeque as disposições do articulado a esta realidade.**

2.5. Faturas dos Comercializadores e Informação aos Clientes

Para efeitos de faturação do cliente, e face à informação que os ORD deverão disponibilizar aos comercializadores, **a integração da autoprodução no consumo dos sistemas coletivos e no autoconsumo individual com recurso à RESP, vai resultar numa diferença de valores medidos no contador de consumo e os valores a faturar ao cliente**, já que estes últimos vêm abatidos da produção autoconsumida que foi rateada do contador de produção. Adicionalmente, também o autoconsumidor individual sem recurso à RESP irá observar a discrepância entre o valor de consumo medido no contador e o valor de consumo faturado, já que este último resulta da integração dos valores de consumo e de produção verificados em períodos de 15 minutos.

Estas diferenças podem, naturalmente, suscitar dúvidas ao cliente e dificultar a compreensão dos valores que lhe estão a ser imputados.

Neste contexto, **entendemos que as faturas deveriam ter um caráter mais informativo, de forma a tornar o processo mais transparente.** Como exemplo, poder-se-ia reconciliar o volume faturado com o consumido (medido no contador do consumo) e o valor da produção correspondente à IU. Contudo, esta medida pressuporia que o comercializador passasse a ter acesso aos valores de consumo e produção associados à IU por ele fornecida, para possibilitar eventuais esclarecimentos a prestar ao cliente.

Tendo presente o quadro regulamentar transitório do autoconsumo que a ERSE está a definir conjuntamente com a DGEG é relevante mencionar que o arranque deste modelo irá ser particularmente complexo em termos de implementação pelos diferentes agentes, designadamente pelos comercializadores. Neste contexto, deve ser prevista a necessária articulação entre os ORD e os agentes no que diz respeito ao conhecimento prévio da calendarização **dos desenvolvimentos que os ORD estão a operar nos seus sistemas de disponibilização da informação e o formato em que os dados serão disponibilizados.** Esta articulação é fundamental para garantir aos comercializadores o conhecimento antecipado das alterações que terão de realizar nos seus processos, nomeadamente de integração de leituras para efeitos da faturação do cliente.

Por último, não obstante a ERSE remeter para o RRC as matérias que decidiu não abordar nesta proposta de regulamentação, entendemos que devemos sinalizar que continua a não ser claro como deverá ser apresentada a faturação das tarifas de acesso às redes nas faturas, também neste caso dos clientes autoconsumidores. Neste sentido sugerimos uma maior densificação da proposta regulamentar que permita uma definição clara das regras sobre esta matéria.

2.6. Relacionamento comercial dos ORD

A implementação do autoconsumo coletivo veio colocar uma maior exigência, não só, no que se refere ao volume de dados a tratar e a disponibilizar pelos ORD, mas também no número de interações comerciais com as contrapartes, nomeadamente:

- o tratamento dos valores de consumo e produção de energia elétrica pelas IU a cada 15 minutos;
- a repartição da produção pelas IU associadas à UPAC, segundo as regras definidas em cada autoconsumo coletivo;

- a instalação e exploração de todos os equipamentos de medição instalados nos pontos de ligação previstos na proposta regulamentar; e
- a troca de informação com um número de entidades que poderá ser substancialmente superior ao atual.

Desta forma, o novo regime de autoconsumo impõe uma alteração significativa no paradigma de relacionamento comercial dos ORD, que passarão a estabelecer contratos e a gerir um relacionamento comercial continuado com, potencialmente, várias dezenas ou centenas de milhar de entidades. Assim, os ORD serão obrigados a realizar alterações aos atuais processos e sistemas, resultando num acréscimo de custos associados ao seu desenvolvimento e implementação. Neste sentido, **entendemos que os custos incrementais suportados pelos ORD deveriam ter um tratamento adequado no âmbito da regulação económica destes agentes, enfatizando que os custos incrementais decorrem de uma nova imposição regulamentar.**

2.7. Encargos com equipamentos de medição

O n.º5 do artigo 16º do DL 162/2019 estabelece que *“os custos associados à aquisição, instalação e exploração dos equipamentos relativos à medição da produção total são suportados pelo autoconsumidor”*. Sem prejuízo dos ORD poderem assumir o fornecimento e a instalação dos equipamentos de medição suprarreferidos, de forma a garantir a adequação do equipamento e a sua correta integração nos sistemas de leitura, defendemos que os n.ºs 3, 4 e 5 do artigo 22º do articulado devem ser revistos em consonância com o disposto no n.º5 do artigo 16º do DL 162/2019, de forma a clarificar que os respetivos custos são suportados pelo autoconsumidor.

2.8. Disponibilização de dados e interação com o OLMC

No seguimento do que já referimos no ponto 2.5, os ORD deveriam enviar as curvas de leitura e curvas de consumo em complemento ao saldo quarto-horário, disponibilizando os dados A+, A- e saldo em modo de leitura. Caso contrário, importa referir que todos processos de *switching* com contador e leitura devem ter também o valor de saldo elétrico e não a leitura real do contador. Contudo, a ERSE deveria acautelar que em todos os processos fossem distinguidas as leituras referentes ao saldo entre o consumo da rede e a produção, e as leituras diretas do contador.

No que concerne à obrigatoriedade de disponibilização das datas preferenciais para leitura, defendemos que as mesmas deixem de ser aceites para este tipo de clientes, ficando inibidas as leituras dos clientes com autoconsumo. Consequentemente, deveria haver uma inibição da receção de leituras nos canais existentes para este tipo de comunicação, pelo que as peças regulamentares também deveriam ser alteradas de acordo com esta nova realidade.

2.9. Dimensionamento do autoconsumo

Entendemos que a proposta de articulado, no que diz respeito à relação entre o dimensionamento da UPAC e as necessidades de consumo das IU associadas, deveria estar mais clara, permitindo uma melhor compreensão sobre de que forma é monitorizada a capacidade de produção da UPAC, designadamente quanto à possibilidade de geração de energia excedente injetada na RESP. Notamos que esta situação estava de alguma forma acautelada no Decreto-Lei n.º 153/2014 (alínea c) do n.º 1 do artigo 5º, já que define que *“Quando se trate de uma UPAC, a potência instalada não seja superior a duas vezes a potência de ligação;”*.

Neste regime de UPAC de origem renovável, definido pelo DL 162/2019, na sua alínea f) do artigo 8º, é dever do autoconsumidor, designadamente:

“Dimensionar a UPAC de forma a garantir a aproximação, sempre que possível, da energia elétrica produzida com a quantidade de energia elétrica consumida na instalação elétrica de utilização;”.

Por parte do autoconsumidor, o incumprimento destes seus deveres fica sujeito ao regime sancionatório estabelecido no artigo 24º do DL 162/2019, e constitui contraordenação punível com coima.

Esta obrigação de dimensionamento não se traduz numa obrigação de exploração em sintonia com as necessidades de autoconsumo, pelo que, havendo capacidade de produção excedentária, o diploma prevê que a energia excedente do autoconsumo pode ser transacionada (n.º 1 do artigo 4º), sendo medida em períodos de 15 minutos (artigo 31º). Deste modo, na prática, estas UPAC surgem como potenciais exportadores líquidos para a RESP, sem que esteja claro de que forma é interrompido este processo de contabilização e acerto.

Caso o autoconsumidor não tenha estabelecido um contrato com um comercializador, então a energia excedente injetada na rede não é remunerada e conta para diminuir as perdas na rede.

Resulta assim, que em ambas as situações (venda do excedente ou perda para a rede), poderá estar-se na presença de uma UPAC cujo dimensionamento não cumpre o dever a que o diploma o obriga, importando, por isso, que na proposta de regulamento, possa ser clarificada a forma como o autoconsumidor será monitorizado e avisado desse comportamento, se por via de comunicação do operador de rede ou por via da entidade licenciadora, por comunicação a esta por parte do operador da rede.

Desta forma alertamos que sem disposições adicionais, as UPAC podem injetar energia na rede sem supervisão. Acresce o facto de que nem todas as UPAC necessitam garantir capacidade de receção da rede, podendo neste caso vir a limitar capacidade de receção na rede MT (PTD), onde poderão vir a existir zonas em que o nível de utilização dos PTD fique comprometida, comprometendo consequentemente a ligação de novos produtores.

3. COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

Neste capítulo, os comentários são apresentados de acordo com a própria estrutura do documento em consulta.

3.1. Disposições e princípios gerais

- O **n.º 2 do artigo 1º** define que as regras propostas se aplicam às instalações de autoconsumo que, cumulativamente, disponham de um sistema de medição inteligente e sejam instaladas no mesmo nível de tensão. Importa referir que, **para efeitos de aplicação das regras ao autoconsumo individual com autoconsumo através da RESP, a redação dada na alínea b) desse ponto é omissa quanto à relação de vizinhança próxima entre a UPAC e a IU associada, deixando em aberto as várias possibilidades de instalação de autoconsumo, desde que a UPAC e a IU se encontrem no mesmo nível de tensão.** Sugerimos que se clarifique o articulado no sentido de tornar transparente as situações que permitem o autoconsumo através da RESP no caso de autoconsumidores individuais.

- **O n.º 4 do artigo 1º** exclui o armazenamento ligado, diretamente ou através de rede interna, na Rede Elétrica de Serviço Público, que integrem uma instalação elétrica separada da unidade de produção para autoconsumo (UPAC) ou de uma instalação de utilização. De acordo com o que comentámos no ponto 2.1 deste documento de resposta, defendemos que não deve ser considerada esta exclusão e que deveriam ser definidas as regras de aplicação ao armazenamento ligado à RESP.
- As **alíneas b) e h) do n.º 2 do artigo 3º** apresentam definições diferentes para o mesmo conceito. Sugerimos a eliminação da alínea h) e a alteração da alínea b) para *“o consumo assegurado por energia elétrica produzida por UPAC e realizado por um ou mais autoconsumidores”*.
- **Na alínea w) do n.º 2 do artigo 3º** define-se a figura de *“Facilitador de mercado”*. Contudo, entendemos que o articulado poderia explicitar que transitoriamente esta figura está atribuída ao CUR, fazendo referência ao DL 76/2019, em particular à norma transitória disposta no n.º 1 do artigo 8º, onde se define que *“enquanto não for atribuída a licença de facilitador de mercado prevista no artigo 55.º-B do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua redação atual, o comercializador de último recurso (CUR), com atribuições à escala do Continente, assegura a aquisição da energia elétrica produzida ao abrigo do regime de remuneração geral pelos produtores em regime especial cuja potência autorizada de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) não exceda 1 MW”*.
- Por motivos de maior coerência do articulado, sugerimos a inclusão da definição da figura *“Agregador”* no n.º 2 do seu artigo 3º.
- O DL 162/2019 dispõe no n.º 2 do seu artigo 5º que a *“relação de vizinhança próxima ou a proximidade do projeto deve ser aferida, caso a caso, pela DGEG, pressupondo a continuidade física e geográfica do projeto e respetivos autoconsumidores ou participantes da CER, podendo ainda ser tomadas em consideração os postos de transformação a que o projeto se encontra ligado, os diferentes níveis de tensão associados ao projeto e ainda qualquer outro elemento de natureza técnica ou regulamentar”*. Entendemos que a ausência de uma definição prévia dos critérios para a delimitação da relação de vizinhança

próxima cria um elevado grau de incerteza sobre os promotores na tomada de decisão. Pelo exposto, ainda que a aferição da relação de vizinhança dos projetos de autoconsumo seja da responsabilidade da DGEG, alertamos que esta definição ajudaria à implementação dos mesmos.

- Entendemos que a **definição de “rede interna”** apresentada na **alínea cc) do n.º2 do artigo 3º** deveria ser mais clara na definição das fronteiras que determinam a sua separação da RESP ou em alternativa fazer referência à disposição regulamentar, onde essas fronteiras sejam estabelecidas de forma inequívoca.

3.2. Sujeitos intervenientes e relacionamento comercial

- **O artigo 5º** faz referência ao autoconsumidor, e a redação do n.º 1 deste artigo dispõe que o autoconsumidor pode desenvolver a sua atividade enquanto **autoconsumidor individual ou coletivo**. No entanto as restantes disposições deste artigo referem-se apenas ao autoconsumidor individual. Entendemos que a redação do artigo 5º deve ser revista em articulação com o artigo 6º para uma melhor compreensão e objetividade dos artigos.
- **Os n.ºs 2 e 4 dos artigos 5º e 6º, respetivamente**, definem que os autoconsumidores que optem por transacionar os excedentes em mercado organizado ou através de contrato bilateral devem celebrar um contrato de uso de rede de transporte aplicável a produtores. Contudo, de acordo com o regulamento tarifário em vigor, apenas pagam esta tarifa as injeções na Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão (RND) ou na Rede Nacional de Transporte de Eletricidade em Portugal continental (RNT), isto é, em níveis de tensão iguais ou superiores a MT. Desta forma, sugerimos que o articulado clarifique a necessidade da celebração do contrato de uso de rede de transporte aplicável a produtores no caso de autoconsumidores cujas UPAC estejam ligadas à rede de baixa tensão (BT).
- A proposta de articulado, nos seus **artigos 5º e 6º**, define que os autoconsumidores individuais e coletivos têm o direito de transacionar o excedente em mercado organizado. Neste contexto, sugerimos que a ERSE introduza o conceito de **“bid mínimo” para a oferta de venda (x MWh)**, i.e., o articulado deveria explicitar que a energia ofertada em mercado deve ter um

valor mínimo admissível, sendo este determinado pelo valor mínimo aceite pelo operador de mercado na sua plataforma.

- Sugerimos que também seja clarificada a necessidade da celebração do contrato de uso de rede de transporte aplicável a produtores no caso das entidades responsáveis pela integração dos excedentes do autoconsumo em mercado (**artigo 7º**), no caso da sua carteira de clientes em autoconsumo tenha apenas UPAC ligadas em redes BT, já que neste caso também não haverá o dever de pagamento da tarifa G ao ORT.
- A ERSE deveria definir no **artigo 8º** da proposta de articulado as situações em que os ORD devem celebrar o contrato de uso de redes com os **autoconsumidores individuais, nomeadamente os que veiculem a energia autoconsumida pela RESP.**
- **Os n.ºs 2 e 1 dos artigos 10º e 11º, respetivamente,** definem que as figuras de agregador e facilitador de mercado devem celebrar um contrato de uso de rede de transporte aplicável a produtores com o ORT relativo aos excedentes do autoconsumo agregado das suas carteiras de produção. Contudo, a ERSE deve esclarecer se nos casos em que estes agentes agregarem apenas produção oriunda de UPAC instaladas na BT também devem celebrar o referido contrato com o ORT.
- O **n.º1 do artigo 10º**, referente à figura de agregador, define que o *“agregador é um participante no mercado que desempenha a atividade de agregação... e que pode ser desempenhada, nomeadamente, por um comercializador que agregue produção e que **atue de forma independente do comercializador que fornece a instalação**”*. Neste sentido, não entendemos porque razão o comercializador que agregue a produção terá de atuar de forma independente do comercializador que fornece a instalação. Também não é claro se a redação dada a *“instalação”* se refere à UPAC ou à IU, pelo que sugerimos a sua clarificação.

Consideramos que o comercializador que agregue a produção estará habilitado a fornecer parte ou a totalidade das IU associadas ao autoconsumo coletivo e do mesmo modo também poder fornecer a UPAC. Desta forma, sugerimos que

a redação dada a este ponto seja clarificada para que não sejam criadas restrições indesejadas.

- Relativamente aos **artigos do capítulo II referentes ao** relacionamento comercial entre as várias entidades abrangidas pelo regulamento, sugerimos uma **maior transparência e explicitação das responsabilidades de liquidação que cada entidade tem perante as contrapartes** (quem paga o quê e a quem), nomeadamente no relacionamento entre ORD/ORT e o autoconsumidor individual com autoconsumo através da RESP e no relacionamento entre a EGAC e o ORT ou entre a EGAC e a entidade responsável pela integração dos excedentes do autoconsumo em mercado. Como exemplos da falta de clareza do articulado, o artigo 20º apenas refere a figura de agregador, ficando omissa a relação do autoconsumidor individual ou a EGAC com o facilitador de mercado ou mesmo com o ORT, este último no caso de participação em mercado organizado. A proposta também não esclarece o repasse de custos ao detentor da IU, como é exemplo a tarifa de uso da rede de transporte faturada pelo ORT ao facilitador de mercado e ao participante no mercado.

Importa ainda referir que a proposta de articulado tem um carácter transitório pelo que entendemos que a redação do artigo 11º deveria dispor que o CUR, na figura de facilitador de mercado, deve celebrar contrato de compra e venda da energia elétrica com o produtor que o solicitar, mediante subscrição de formulário disponibilizado no seu sítio na Internet, como previsto no n.º2 do artigo 8º do DL 76/2019.

Por outro lado, o n.º3 do mesmo diploma define que *“os termos e condições do contrato de compra e venda referido no número anterior são definidos pela ERSE”* e no n.º4 estabelece-se a fórmula de cálculo da remuneração da energia elétrica fornecida à RESP, onde uma das parcelas da fórmula ($Enc_{PREi,m}$) corresponde aos *“encargos, nos termos definidos pela ERSE, suportados com a representação em mercado do produtor i , nomeadamente os desvios à programação, devido à participação na área portuguesa do MIBEL, a tarifa de acesso à rede e outros encargos, relativos ao mês m , em €.”*

Assim, torna-se necessário que a ERSE clarifique e defina na proposta de articulado o regime de compra de energia às “novas” UPAC e estabeleça os

termos e condições do contrato de compra e venda de energia, bem como a metodologia de cálculo do parâmetro $Enc_{PREI,m}$ e a periodicidade da faturação, que atualmente é trimestral.

- De acordo com os comentários enviados à ERSE aquando da 80ª consulta pública sobre o mecanismo de **gestão integrada de riscos e garantias no SEN**, reforçamos a necessidade de o autoconsumo estar abrangido por esse regime de prestação de garantias. Consequentemente, defendemos que a redação do **n.º 2 do artigo 12º deve mencionar a adesão dos autoconsumidores ao mecanismo integrado de gestão de garantias**. Desta forma os riscos associados ao incumprimento da liquidação de responsabilidades seriam evitados, bem como a necessidade de interrupção da instalação. Importa referir que no caso de não ser possível interromper uma instalação sob incumprimento, esta proposta regulamentar não evita que a situação de incumprimento se perpetue no tempo, apesar da situação poder ser atenuada através da suspensão da repartição da produção. Por outro lado, o incumprimento das responsabilidades da EGAC vai penalizar diretamente os participantes do autoconsumo coletivo enquanto esta situação se verifique, mesmo que estes não tenham faltado ao cumprimento das suas responsabilidades.
- No que diz respeito às situações das **IU sem contrato de fornecimento**, mais concretamente no disposto pelo artigo **15º do articulado**, a ERSE deve acautelar o **acesso à informação em tempo útil, por parte da EGAC**. Refira-se que o Portal não tem informação sobre o status dos contratos das IU, pelo que neste ponto também se devia definir o grau de participação do operador logístico de mudança de comercializador (OLMC).

Neste sentido, ainda que esteja previsto no artigo 236º da proposta regulamentar de relações comerciais que a mudança de comercializador deve ser operacionalizada através da existência de informação de caracterização das instalações consumidoras de energia elétrica, nomeadamente da indicação da existência de autoconsumo na IU, entendemos que a proposta ora apresentada para regulamentação do autoconsumo deveria explicitar que o OLMC deve assegurar a adaptação dos fluxos de ativação de contratos e identificação de instalações que participam em autoconsumo, bem como a informação sobre entradas e saídas das IU em autoconsumo coletivo. Adicionalmente, a troca de

informação sobre a situação contratual das IU deve estar salvaguardada nos contratos entre as IU e a EGAC.

- De acordo com o exposto no ponto 2.2. deste documento de resposta, defendemos que o articulado deve ser revisto, nomeadamente o **artigo 16º**, no sentido de acautelar a situação em que o comercializador é simultaneamente agregador e atua sobre o seu portefólio, i.e., na situação em que o comercializador atue em mercado pelo valor líquido do consumo/produção.

3.3. Medição, leitura e disponibilização de dados

- Tendo em consideração a **introdução do armazenamento com ligação à RESP**, sugerimos a alteração do **artigo 21º** de forma a estabelecer os pontos de medição obrigatória para esse equipamento.

Relativamente ao artigo 21º do articulado verificamos ainda, que este não clarifica o caso em que a UPAC esteja instalada a jusante do contador de umas das IU participantes no autoconsumo coletivo.

Tenha-se como exemplo uma moradia que tenha instalado um painel solar no telhado e que injete energia na sua rede interna. A produção injetada pela UPAC na rede interna da IU irá satisfazer em primeiro lugar a carga da mesma, sendo o valor da produção remanescente injetado na RESP. Consequentemente, a IU onde se encontra a UPAC vai observar um valor medido no contador inferior ao que lhe será imputado. Isto acontece porque a IU onde está instalada a UPAC só terá direito à energia produzida que lhe for atribuída na repartição do autoconsumo coletivo. Assim, para efeitos de faturação, o valor de consumo desse cliente deverá ter em conta a energia que lhe foi atribuída e não aquilo que marca o seu contador. Por último, esta IU vai observar o efeito contrário das restantes IU pertencentes ao autoconsumo coletivo, já que essas irão observar valores de contador superiores ao que realmente lhes serão imputados.

Pelo exposto, sugerimos que a ERSE clarifique estas situações no articulado, explicitando se existe alguma alteração na forma de contabilização da produção e excedentes afetos a cada IU prevista no DL 162/2019.

- Na proposta de articulado, mais concretamente no **artigo 28º**, a ERSE deveria estabelecer **regras claras que permitam o acesso local aos equipamentos pelos ORD**. Caso contrário, o articulado deve fazer referência expressa à peça legal ou regulamentar onde as regras estão definidas.

Não obstante, **as regras devem permitir que o acesso se realize de forma rápida, diligente e em condições de segurança.**

- Entendemos que deveria ser clarificada a redação do **artigo 29º** do articulado, já que não é claro como se compatibiliza o disposto no regulamento dos serviços das redes inteligentes (RSRI), sobre caber aos ORD a decisão de integrar (ou não integrar) determinado(s) contador(es) nas redes inteligentes (RI) e consequentes impactos na disponibilização de serviços e informação e respetivo tratamento, com os imperativos do regime do autoconsumo no que respeita aos pressupostos de tratamento e disponibilização de dados nestas situações.
- No que respeita aos diagramas de carga a serem disponibilizados pelos ORD, sugeriremos que se clarifique no articulado se os mesmos podem ser obtidos a partir do saldo quarto-horário ou se o mesmo tem de existir na vertente consumo e na vertente produção.
- No que concerne à disponibilização de dados de IU e UPAC integradas em autoconsumo individual e coletivo, entendemos que a ERSE deveria explicitar no n.º 1 dos artigos 31º e 32º do articulado que, no caso de sistemas trifásicos, o cálculo das medidas de energia autoconsumida, energia excedente e energia adicional (consumida da RESP), seja realizado pela agregação das três fases, em cada período de 15 minutos, para efeitos de cálculo do balanço de autoconsumo (individual ou repartição pelos consumidores no caso do autoconsumo coletivo) e para efeitos da respetiva faturação de uso das redes.
- O ponto 3 do artigo 33º dispõe que *“os dados podem ser atualizados pelos operadores das redes a todo o momento, enquanto as carteiras de comercialização não se encontrarem fechadas”*. Não entendemos neste contexto o significado *“das carteiras de comercialização que não se encontram fechadas”*, pelo que solicitamos à ERSE o seu esclarecimento.

- No que concerne ao regime transitório, entendemos que a proposta de redação do artigo 39º deveria acautelar que os vários sujeitos intervenientes tivessem visibilidade sobre os prazos previstos para regimes transitórios, quer para novos clientes quer para clientes existentes, caso se preveja que venha a existir tratamento diferenciado.