

# CONSULTA PÚBLICA 82

## SÍNTESE DE COMENTÁRIOS

Proposta implementação do novo regime  
de autoconsumo de eletricidade

SETOR ELÉTRICO





## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>RESUMO DA DECISÃO DA ERSE .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS ÀS PROPOSTAS DE REGULAMENTAÇÃO DO REGIME DO AUTOCONSUMO DE ELETRICIDADE .....</b>	<b>9</b>
3.1	Aspetos gerais .....	9
3.1.1	Comunidades de energia renovável .....	9
3.1.2	<i>Net metering</i> e definição de proximidade .....	11
3.1.3	Proteção de dados pessoais .....	13
3.1.4	Adaptação dos operadores de redes .....	16
3.1.5	Incremento dos custos da atividade de distribuição de energia elétrica.....	18
3.1.6	Monitorização da aplicação das regras.....	19
3.2	Relacionamento comercial .....	19
3.2.1	Pagamento das tarifas de acesso às redes da energia autoconsumida através da RESP....	19
3.2.2	Entidade responsável pela repartição da produção das UPAC pelas IU que participam no autoconsumo coletivo .....	22
3.2.3	Repartição da produção da UPAC pelos autoconsumidores coletivos .....	23
3.2.4	Suspensão de repartição da produção da UPAC ou interrupção da UPAC .....	25
3.2.5	Interrupção e desativação da IU que participa em autoconsumo coletivo .....	28
3.2.6	Venda dos excedentes .....	30
3.2.7	Aquisição de excedentes pelo CUR em substituição do Facilitador de Mercado .....	32
3.2.8	Contrato de uso da rede de transporte aplicável a produtores.....	34
3.2.9	Tratamento dos desvios e figura do agregador .....	36
3.2.10	Conteúdo das faturas .....	38
3.2.11	Informação aos comercializadores sobre a participação da IU num autoconsumo e Comunicação das Leituras .....	41
3.2.12	Contrato de fornecimento de energia elétrica à UPAC .....	42
3.2.13	Outros temas de relacionamento comercial .....	43
3.3	Tarifas de acesso às redes .....	45
3.3.1	Tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo .....	45
3.3.2	Dedução de CIEG .....	46
3.3.3	Tarifa de uso da rede de transporte a aplicar aos excedentes do autoconsumo .....	48
3.3.4	Estrutura das tarifas de acesso às redes.....	49
3.4	Medição, leitura e disponibilização de dados.....	49
3.4.1	Medição.....	49
3.4.2	Leitura.....	54
3.4.3	Disponibilização de dados .....	56
3.5	Questões a aprofundar em 2020 com vista à definição do regime definitivo .....	59

<b>4</b>	<b>COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS SOBRE AS PROPOSTAS DE REGULAMENTAÇÃO.....</b>	<b>63</b>
4.1	Pagamento das tarifas de acesso às redes da energia autoconsumida através da RESP.....	64
4.2	Repartição da produção da UPAC pelos autoconsumidores coletivos .....	65
4.3	Suspensão de Repartição da produção da UPAC ou interrupção da UPAC .....	67
4.4	Interrupção e desativação da IU que participa em autoconsumo coletivo .....	68
4.5	Venda dos excedentes.....	69
4.6	Tratamento dos desvios e figura do agregador .....	70
4.7	Tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP .....	71
4.8	Comunidades de energia renovável .....	76
4.9	Adaptação dos operadores de rede .....	77
4.10	Medição.....	80
4.11	Leitura .....	89
4.12	Disponibilização de dados .....	92

## 1 RESUMO DA DECISÃO DA ERSE

### O NOVO REGIME DO AUTOCONSUMO DE ELETRICIDADE INTRODUZ NOVIDADES IMPORTANTES E DESAFIOS DE IMPLEMENTAÇÃO

O Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, introduziu alterações significativas no regime de autoconsumo de energia elétrica (estabelecido no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro), orientando esse autoconsumo para a utilização de fontes de energia renovável, modificando os requisitos de contagem, consagrando o tratamento dos dados de energia em períodos de 15 minutos, permitindo o autoconsumo coletivo associando diversas instalações de produção e de consumo, criando a figura da comunidade de energia renovável, e admitindo a integração de infraestruturas de armazenamento de energia elétrica. O novo regime veio ainda privilegiar a venda em regime de mercado.

A implementação dos novos conceitos e procedimentos associados ao autoconsumo constitui um grande desafio, em particular para os operadores de redes, sobretudo nas áreas da medição e dos sistemas de tratamento de dados. Em grande parte, a solução para a implementação dos novos processos tem por base uma infraestrutura de redes inteligentes de distribuição de energia elétrica. A ERSE definiu um modelo de desenvolvimento e incentivo das redes inteligentes, tendo publicado o [Regulamento n.º 610/2019](#), de 2 de agosto.

### A IMPLEMENTAÇÃO GRADUAL DAS NOVAS REGRAS PERMITE ACOMODAR AS INOVAÇÕES EM SIMULTÂNEO COM A EXPERIÊNCIA CONCRETA DA SUA APLICAÇÃO

Alguns dos requisitos do novo regime são disruptivos face à prática atual, como acontece com a recolha e tratamento de dados de energia discriminados em períodos de 15 minutos no segmento de BTN ou com a construção de novos conceitos assentes na virtualização do consumo de cada instalação em camadas comerciais (energia fornecida pelo comercializador, energia fornecida pela UPAC). Por esta razão, o Decreto-Lei n.º 162/2019 prevê que 2020 se constitua como um ano de transição, durante o qual serão implementadas as novas regras a um subconjunto de projetos de autoconsumo.

Durante este período os operadores desenvolvem sistemas e ferramentas que concretizam as novas regras, podendo vigorar soluções adaptadas às circunstâncias de cada operador, sem prejudicar o essencial do modelo legal definido.

As alterações passam também pelo mercado de serviços de energia, onde devem estabelecer-se novos atores aptos a prestar os serviços previstos no novo regime. Entre estes atores encontram-se os

instaladores de sistemas de produção, os técnicos responsáveis e de inspeção, as entidades gestoras do autoconsumo ou as comunidades de energia renovável.

#### **A ENTIDADE GESTORA DO AUTOCONSUMO COLETIVO (EGAC) ASSUME UM PAPEL CENTRAL**

O modelo de autoconsumo coletivo assenta na associação de consumidores e unidades de produção próximas para partilha de energia. O regime legal criou a figura da entidade gestora do autoconsumo (EGAC), a designar pelos respetivos membros, para representação do autoconsumo coletivo perante operadores e entidades administrativas. O regulamento aprovado concretiza este papel central da EGAC, responsabilizando esta entidade pelo relacionamento com o operador de rede, para efeitos de gestão da partilha de energia e de disponibilização dos dados de produção, bem como pelo relacionamento com o agregador para efeitos da venda dos excedentes do autoconsumo coletivo.

Este modelo centralizado simplifica o papel individual de cada consumidor associado ao autoconsumo, mas exige da EGAC maiores responsabilidades, quer na gestão da informação associada ao autoconsumo, quer nos fluxos financeiros associados aos contratos. Em consequência, o desenvolvimento de projetos de autoconsumo coletivo precisará de entidades capacitadas para aconselhamento dos autoconsumidores e até para a prestação de serviços de gestão de autoconsumo.

#### **APARECEM NOVOS ATORES E NOVOS RELACIONAMENTOS COMERCIAIS**

O autoconsumo individual – produção para consumo próprio, instalada na instalação de consumo – já condicionava o fornecimento de eletricidade pelo comercializador, na medida em que reduz o volume de energia fornecida (recebida da rede) e pode reduzir a previsibilidade da distribuição temporal do consumo. No caso da partilha de energia dentro de um autoconsumo coletivo, acentuam-se as diferenças face ao fornecimento de energia nos moldes tradicionais. Em primeiro lugar, o consumo medido no contador da instalação de utilização deixa de corresponder ao consumo fornecido pelo comercializador, pois terá de ser descontado da energia partilhada pelo autoconsumo. Por outro lado, se a UPAC estiver interligada com a instalação de consumo através da rede pública, há lugar à cobrança de tarifas de acesso às redes sobre o valor de energia partilhada (autoconsumo através da RESP). Essa cobrança é feita pelo operador de rede à EGAC.

Associados a uma instalação de consumo passam a existir vários fluxos de energia, em que se decompõe o consumo total medido na instalação. O cliente terá acesso direto a todos esses dados, discriminados em

15 minutos, numa plataforma ou por meios eletrónicos do operador de rede. O cliente tem também a possibilidade de autorizar o acesso de terceiros a estes dados, nomeadamente a entidades que consolidem os dados, que os apresentem de forma inovadora e compreensível e até que forneçam aconselhamento individualizado suportado nesses dados. Estas entidades podem ser o próprio comercializador do cliente ou qualquer outra empresa de serviços de energia. Em todas estas relações deve ser assegurada a proteção legal de dados pessoais.

Esta exigência acrescida sobre os atores do setor elétrico poderá transformar a relação comercial com os clientes, desenvolvendo mais serviços associados ao fornecimento de eletricidade e segmentando os agentes vocacionados para este nicho de clientes ativos. É fundamental que a maior complexidade associada aos novos relacionamentos comerciais seja “descodificada” junto do consumidor pelos diversos agentes com que se relaciona.

#### **AS CONDIÇÕES E TARIFAS DE USO DAS REDES FICAM ESTABELECIDAS**

O Decreto-Lei n.º 162/2019 define que o autoconsumo que utiliza apenas a rede interna (de um edifício ou conjunto de edifícios) está isento do pagamento de tarifas de acesso às redes. Quando o autoconsumo recorre às redes públicas para veicular a energia partilhada (autoconsumo através da RESP), definem-se tarifas de acesso às redes, específicas para esse fluxo de energia. Essas tarifas específicas pressupõem que, devido à proximidade assumida entre UPAC e consumidores, não existe utilização das redes do nível de tensão de montante, apenas as do nível de tensão de consumo. Cabe ao Governo decidir eventuais isenções parciais dos custos de interesse económico geral incluídos nas tarifas de acesso às redes.

As soluções de autoconsumo viabilizadas no novo regime têm assim condições de desenvolvimento numa lógica sustentável de comparticipação nos custos do setor elétrico. Este objetivo é essencial para que os custos do setor (seja das redes, seja das opções de política energética) sejam suportados equitativamente por todos os consumidores – quer sejam consumidores ativos ou não – e numa lógica de utilizador-pagador. Essa é também a forma de incentivar decisões individuais que contribuam para a eficiência global do setor.

A estrutura tarifária do uso das redes poderá vir a alterar-se para traduzir a evolução da natureza dos custos de distribuição, cada vez menos relacionados com a energia efetivamente entregue a cada instalação.

#### **AS NOVAS REGRAS TAMBÉM SE APLICAM AOS AUTOCONSUMIDORES PRÉ EXISTENTES**

As novas regras aplicam-se, não apenas aos novos projetos de autoconsumo, como também aos projetos já estabelecidos ao abrigo da legislação e regulamentação anterior. Todavia, a aplicação das novas regras, nomeadamente no que respeita ao tratamento dos dados de autoconsumo, implica adaptações ao nível dos equipamentos de medição e da sua interligação com os sistemas dos operadores de redes.

Os operadores de rede devem promover as adaptações necessárias para aplicar aos projetos de autoconsumo pré-existentes o mesmo procedimento de recolha e tratamento de dados que vigora para os novos. A alteração mais visível passa pela consideração de saldos entre a receção e a injeção na rede, em cada período de 15 minutos, para determinar o consumo e o excedente. Quando seja necessário proceder à substituição do equipamento de medição na fronteira entre a instalação de utilização e a rede, a responsabilidade pelos encargos com essa substituição segue as mesmas regras definidas para os novos projetos. Salva-se, neste caso, a definição de um período de 5 anos durante o qual os autoconsumidores e os operadores de rede devem fazer essa transição. Quando a adaptação não implique a substituição do equipamento, os operadores de rede devem implementar as novas regras prontamente.

#### **ACOMPANHAMENTO DA IMPLEMENTAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA EVOLUÇÃO DAS REGRAS PARA 2021**

As regras agora aprovadas serão monitorizadas para verificar a sua adequação e receção pelo setor. Durante o ano de 2020, será preparada a sua revisão com vista a incorporar a totalidade dos casos de autoconsumo previstos no Decreto Lei n.º 162/2019. Os interessados serão novamente envolvidos e convidados a participar na alteração das regras, tal como foi feito no caso presente. Parte das sugestões recebidas pela ERSE na presente consulta serão consideradas nessa fase de revisão, quando for possível construir modelos mais avançados sobre bases sólidas de infraestruturas de medição e tratamento de dados.



## 2 INTRODUÇÃO

### **A ERSE LANÇOU UMA CONSULTA SOBRE AS REGRAS QUE IMPLEMENTAM O NOVO REGIME DO AUTOCONSUMO DE ELETRICIDADE**

Em 20 de dezembro de 2019, a ERSE lançou a consulta pública n.º 82 com a proposta de regulamento do autoconsumo de energia elétrica. Esta proposta visa dar concretização a algumas disposições do Decreto-Lei n.º 162/2019, representando uma evolução do anterior quadro aplicável ao autoconsumo.

As regras propostas pela ERSE devem ser vistas em conjugação com as normas aprovadas pela Direção-Geral de Energia e Geologia relativamente aos projetos de autoconsumo, nomeadamente:

- Despacho n.º 46/2019, de 30 de dezembro, que define as regras de funcionamento da plataforma destinada à operacionalização dos procedimentos de controlo prévio previstos no Decreto-Lei n.º 162/2019.
- Despacho n.º 4/2020, de 3 de fevereiro, que aprova o Regulamento de Inspeção e Certificação e o Regulamento Técnico e de Qualidade previstos no Decreto-Lei n.º 162/2019.

A consulta da ERSE decorreu até 4 de fevereiro.

### **A CONSULTA FOI PARTICIPADA, REVELANDO MUITO INTERESSE NO NOVO REGIME DE AUTOCONSUMO**

Foram recebidos contributos de 37 participantes. Os conteúdos não assinalados como confidenciais são publicados na íntegra na página da consulta pública no sítio da ERSE na Internet. Foram recebidos 10 comentários em nome individual, que são apresentados apenas pelo nome do autor. As entidades participantes foram as seguintes:

- Parecer do Conselho Consultivo da ERSE – Secção do setor elétrico
- Parecer do Conselho Tarifário da ERSE – Secção do setor elétrico
- Alberto Santos
- Aldro - Energia y soluciones, SLU - Sucursal em Portugal
- Ângelo Veiga
- Associação Portuguesa das Empresas do Setor Fotovoltaico (APESF)
- Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN)
- Associação Portuguesa de Química, Petroquímica e Refinação (APQuímica)
- Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Elétrica (APIGCEE)

- Cláudio Monteiro
- Cooperativa de Electrificação de Rebordosa (A CELER)
- Cooperativa Eléctrica do Vale d'Este (CEVE)
- Coopérnico
- EDP Comercial (contributos incluídos nos submetidos pela EDP Energias de Portugal)
- EDP Distribuição-Energia
- EDP Energias de Portugal
- Endesa
- Energia Simples
- Enforce
- Faustino Santos
- Frederico Matias
- Galp Power
- Grupo informal Comunidades de Energia Renovável (rede social Meetup)
- Iberdrola
- Jorge Semblano
- Mário Almeida
- MEGASA
- Núcleo de Obras - Instituto Superior Técnico
- Nuno Araújo
- Pedro Pinto, Reis, Alexandre Jardim & Associados
- REN – Redes Energéticas Nacionais
- Rui Sousa
- Sérgio Relvas
- Soluso
- SU Eletricidade
- The Navigator Company
- Watt-IS

Da lista de participantes, destaca-se a significativa participação de interessados em nome individual e de novos atores do setor dos serviços de energia. Esta circunstância é reveladora do interesse que o autoconsumo renovável suscita e da necessidade de envolver um conjunto de interessados mais amplo do que os agentes tradicionais do setor.

O presente documento de síntese dos comentários da consulta pública apresenta e pondera os contributos recebidos sobre as propostas iniciais da ERSE, justificando a opção tomada na decisão final que aprovou o novo regulamento.

O documento está organizado em quatro capítulos: um resumo da decisão regulamentar da ERSE (Capítulo 1), a introdução (Capítulo 2), a discussão temática geral dos contributos e a posição da ERSE (Capítulo 3) e, finalmente, uma discussão de contributos particulares e o respetivo comentário da ERSE (Capítulo 4).



### **3 SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS ÀS PROPOSTAS DE REGULAMENTAÇÃO DO REGIME DO AUTOCONSUMO DE ELETRICIDADE**

Neste capítulo sintetizam-se os comentários recebidos sobre a proposta de regulamentação do regime de autoconsumo previsto no Decreto-Lei n.º 162/2019, nomeadamente o sentido geral dos comentários e as principais tendências identificadas, bem como a ponderação dos argumentos e a justificação da decisão final da ERSE.

#### **3.1 ASPETOS GERAIS**

##### **3.1.1 COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL**

###### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

A proposta apresentada pela ERSE na consulta pública não faz referência expressa às Comunidades de Energia Renovável (CER). Esta circunstância justificava-se pela interpretação de que as CER terão o mesmo tratamento que qualquer autoconsumo coletivo, quando estejam licenciadas como tal.

O Decreto-Lei n.º 162/2019 refere as CER num contexto mais amplo de atividades que podem desempenhar, nomeadamente a produção, o consumo, o armazenamento e a venda de energia renovável, através de contratos; a partilha de energia renovável entre os seus membros; o acesso aos mercados organizados, diretamente ou através de agregação [art. 19.º].

###### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA**

Diversos contributos (CEVE, Coopérnico, PBBR.A) defenderam a conveniência de explicitar as CER como agentes do autoconsumo coletivo, no contexto do regulamento da ERSE, ou ainda de clarificar as atividades que uma CER pode exercer.

###### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE alterou o regulamento proposto de forma a evidenciar o papel das CER como autoconsumo coletivo, sempre que licenciadas como tal. Nesse contexto, os membros da CER coincidem com os membros do autoconsumo coletivo e a CER pode desempenhar o papel de EGAC (ou designar outra entidade para o

feito). Os direitos e obrigações para as IU que integram a CER neste contexto ou para a EGAC respetiva coincidem com os dos restantes autoconsumidores.

Quanto ao exercício de outras atividades por uma CER, nomeadamente a produção, comercialização e participação nos mercados, decorre do cumprimento dos requisitos da atividade tal como definidos na lei. Do mesmo modo, os direitos e obrigações regulamentares dessas atividades aplicam-se às CER nos mesmos termos que se aplicam às restantes entidades que desempenham a mesma atividade.

A Diretiva UE 2019/944 define, sobre as comunidades de cidadãos para a energia (art.º 16.º/3/b)), que as comunidades de cidadãos para a energia «São tratadas de forma não discriminatória e proporcionada no que se refere às suas atividades, direitos e obrigações, enquanto clientes finais, produtores, comercializadores, operadores da rede de distribuição ou participantes no mercado envolvidos na agregação.».

No mesmo sentido, a Diretiva UE 2018/2001, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis, determina (art.º 22.º/4/b)) que «As comunidades de energia renovável que fornecem energia ou serviços de agregação ou outros serviços energéticos comerciais estão sujeitas às disposições aplicáveis a esse tipo de atividades».

Como exemplo, para uma CER comercializar energia elétrica aos seus membros deverá obter licença de comercializador, junto da DGEG, e cumprir as obrigações de registo junto das várias entidades previstas (ERSE, operadores de rede e gestor do sistema). Aplicam-se nesse caso as obrigações decorrentes do exercício da atividade em causa, seja de relacionamento com os seus clientes, seja com os operadores de redes e do mercado ou ainda com as entidades administrativas.

Note-se que atualmente já é possível, no contexto da comercialização, estabelecer relações comerciais entre subgrupos de produtores e de consumidores numa carteira de comercialização. Esta possibilidade é explorada, por exemplo, nos produtos de eletricidade “verde”. Fornecendo as CER um contexto especial de afinidade entre consumidores de eletricidade, nomeadamente em torno da produção a partir de fontes renováveis, as comunidades podem efetivamente ser polos dinamizadores desta forma de participação no mercado e destas escolhas de consumo, especialmente alinhadas com os objetivos de política energética. A regulamentação (e, em especial, as diretivas europeias, que cunharam o conceito) prevê, no entanto, que as comunidades não podem prejudicar os direitos e obrigações dos consumidores ou produtores que as integram. Será por isso natural que o desenvolvimento de CER com mais ambição (no sentido do leque de serviços a prestar) se faça através de parcerias com agentes tradicionais do setor elétrico

(comercializadores ou agregadores), de forma a garantir o pleno cumprimento das obrigações perante o setor. As diretivas referem, por exemplo, o recurso a entidades (terceiras) responsáveis pelo balanço.

### 3.1.2 NET METERING E DEFINIÇÃO DE PROXIMIDADE

#### PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA

As redes públicas de energia elétrica têm por função veicular a energia elétrica desde os pontos de produção até aos pontos de consumo, garantindo a segurança e a fiabilidade do serviço. O sistema elétrico assegura ainda o equilíbrio entre a produção e o consumo de eletricidade em cada instante, de modo a garantir o fornecimento de eletricidade com os padrões de qualidade obrigatórios.

Deste modo, sempre que uma instalação de produção e uma instalação de consumo não coincidem no mesmo local, ou seja, não estão ligadas no mesmo ponto de um circuito elétrico, utilizam recursos públicos do sistema elétrico para veicular energia entre si. Esta realidade determina o princípio de aplicação em cada ponto de tarifas de uso das redes, que traduzam o custo provocado no sistema elétrico.

A mesma regra se aplica quando a produção e o consumo, ainda que possam coincidir no mesmo local, não acontecem em simultâneo. A produção num dado momento e o consumo da mesma quantidade de energia num instante de tempo diferente implicam a utilização das redes elétricas, para veicular essa energia, e do sistema elétrico, para a “armazenar”. Esta operação é sobretudo feita num plano económico, transformando-se numa venda de energia e posteriormente numa compra, com o respetivo (e não necessariamente coincidente) valor económico.

O Decreto-Lei n.º 162/2019 define a modalidade de autoconsumo, partindo do pressuposto de proximidade entre produção e consumo e verificando a sua simultaneidade (balanço em períodos de 15 minutos). O diploma assume uma utilização moderada do sistema elétrico, nomeadamente apenas das redes mais próximas (do nível de tensão da instalação de consumo). O pressuposto de proximidade, nomeadamente proximidade “elétrica”, é essencial para a verificação de um custo provocado no sistema elétrico mais reduzido do que no caso geral do consumo (que se assume fornecido por grandes centros eletroprodutores ligados nas redes de níveis de tensão mais elevados).

---

## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA

Vários contributos em nome individual sugeriram esquemas de incentivo à modalidade de autoconsumo baseados no cancelamento aritmético de valores de produção e de consumo efetuados em momentos de tempo diferentes (ao longo do dia, do mês e até de um ano) – um conceito chamado de *net metering*.

Houve também comentários em defesa da aderência ao princípio do utilizador-pagador, evitando decisões que transfiram custos para os consumidores menos ativos na participação no mercado.

Outros comentários sublinharam a necessidade de clarificar o conceito de proximidade referido no Decreto-Lei n.º 162/2019, com vista ao desenvolvimento de projetos de autoconsumo adequados ao conceito aceite em fase de licenciamento.

## DECISÃO DA ERSE

O Decreto-Lei n.º 162/2019, corretamente, faz assentar o regime de autoconsumo na simultaneidade da produção e do consumo e na sua proximidade geográfica. A não simultaneidade temporal de produção e consumo pode ser facilmente acomodada com recurso a transações comerciais (contratos de venda e de compra). Fazer o cancelamento energético (à margem da realidade comercial) destas duas realidades significaria um desvio à lógica do utilizador-pagador, imputando os custos provocados pelos autoconsumidores aos restantes consumidores. A posição dos reguladores europeus é contrária ao *net metering*, designadamente porque este ignora a diferenciação temporal do valor da energia e utiliza o sistema elétrico como armazenamento, sem suportar o respetivo custo<sup>1</sup>.

Quanto ao conceito de proximidade, o Decreto-Lei n.º 162/2019 é claro na atribuição à DGEG dessa avaliação casuística, atendendo aos princípios enunciados no n.º 2 do art.º 5.º.

A Diretiva UE 2019/944 define, sobre as comunidades de cidadãos para a energia (art.º 16.º/1/e)), que «As comunidades de cidadãos para a energia estão sujeitas [...] a taxas de rede transparentes, não discriminatórias e que reflitam os custos, nos termos do artigo 18.º do Regulamento (UE) 2019/943, assegurando que contribuem de forma adequada e equilibrada para a partilha dos custos globais da rede.».

---

<sup>1</sup> [“Renewable Self-Consumers and Energy Communities CEER White Paper series on the European Commission’s Clean Energy Proposals”, 2017.](#)



A diretiva determina ainda (art.º 16.º/3/e)) que nas comunidades de cidadãos para a energia a «partilha [de eletricidade] é realizada sem prejuízo das taxas de rede, tarifas e encargos aplicáveis, de acordo com uma análise transparente do custo-benefício dos recursos energéticos distribuídos desenvolvida pela autoridade nacional competente.».

No mesmo sentido, a Diretiva UE 2018/2001, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis, determina (art.º 22.º/4/d)) que «As comunidades de energia renovável estejam sujeitas a procedimentos justos, proporcionados e transparentes, incluindo o procedimento de registo e licenciamento, e a encargos de rede baseadas nos custos, bem como aos encargos, às taxas e aos impostos aplicáveis, assegurando que contribuem de forma adequada, justa e equilibrada para a partilha dos custos globais do sistema, em consonância com uma análise transparente da relação custo-benefício da distribuição das fontes energéticas desenvolvida pelas autoridades nacionais competentes».

A eventual adoção de conceitos de proximidade muito latos e desligados da configuração da rede elétrica levaria a um afastamento das condições presumidas pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, nas quais a existência de produção local evita o uso das redes de montante. Nesta perspetiva, a partilha de energia entre produtores e consumidores geograficamente afastados deve suportar integralmente os custos com a utilização das redes e do sistema elétrico, não sendo esses dois objetivos, de qualquer modo, incompatíveis.

### **3.1.3 PROTEÇÃO DE DADOS PESSOAIS**

#### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

No contexto da proteção de dados pessoais, o projeto de regulamento apresentado pela ERSE previa a remissão para o Regulamento n.º 610/2019 (Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de distribuição de energia elétrica - RSRI), aprovado pela ERSE. O tema dos dados pessoais foi bastante desenvolvido e escrutinado a propósito da definição dos novos modelos de disponibilização de dados no contexto das redes inteligentes, que preveem a recolha e processamento de dados discriminados sobre o consumo ou a produção.

## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA

O tema da proteção dos dados pessoais foi referido nos contributos recebidos, sublinhando a necessidade de reafirmar o cumprimento da legislação aplicável e também clarificando quais os dados cuja disponibilização é obrigatória e a que sujeitos, de forma a prescindir de autorizações expressas do cliente nessas situações.

É reconhecido de forma geral na consulta, que o autoconsumo coletivo implica um descolamento entre os dados medidos no contador da instalação e o valor a faturar pelo comercializador. Em consequência, vários interessados preveem a possibilidade de dúvidas dos clientes perante os valores incluídos na fatura pelos seus comercializadores (SU Eletricidade, Iberdrola). Para endereçar este problema, alguns comentários sugerem que o comercializador da instalação de consumo participante em autoconsumo tenha acesso aos dados totais da instalação, de modo a poder esclarecer o cliente sobre a construção da sua fatura e a conciliação dos dados faturados com os valores medidos no contador.

## DECISÃO DA ERSE

A regulamentação sobre as redes inteligentes prestou uma atenção especial à proteção dos dados pessoais dos consumidores, definindo que o acesso aos consumos detalhados do consumidor só se fará com o seu consentimento, no caso das pessoas singulares. O RSRI estabelece os dados cuja disponibilização pelo ORD é obrigatória e não exige autorização expressa do cliente, tendo presente um princípio estrito de necessidade (para efeitos de faturação).

O RSRI já prevê as situações de autoconsumo, definindo que os dados de consumo da instalação (receção da rede) têm o tratamento geral aplicável aos dos consumidores e que os dados de excedentes (injeção na rede) têm o tratamento geral aplicável à produção. Um corolário deste modelo é, por exemplo, que o comercializador da instalação autoconsumidora não tem acesso aos dados dos excedentes (a menos que seja cumulativamente o agregador desses excedentes).

O Decreto-Lei n.º 162/2019 introduz algumas novidades no modelo de autoconsumo com consequências na disponibilização de dados, em particular no caso do autoconsumo coletivo. Assim, o regulamento para o autoconsumo vem clarificar a aplicação dos princípios já definidos no RSRI para as novas situações. É exemplo desses casos, o valor quarti-horário do autoconsumo (correspondendo à repartição da produção da UPAC atribuída a cada instalação de consumo, quando não há excedente).

Em função dos comentários, a ERSE clarificou a redação do regulamento, no sentido de explicitar a remissão dos procedimentos de proteção de dados para o Regulamento n.º 610/2019 e ainda explicitando os dados cuja disponibilização é obrigatória para determinados intervenientes, sem necessidade de autorização expressa do cliente. Como referido, esta disponibilização de dados observa os princípios definidos no RSRI, pelo que apenas terão acesso obrigatório aos dados, para além do autoconsumidor, os intervenientes que faturam o autoconsumidor e que o representam, e apenas na medida necessária para essa função.

Para efeitos da prestação de esclarecimentos ao consumidor sobre a conciliação da sua fatura com os dados medidos no contador, o comercializador terá de obter autorização expressa do cliente para aceder aos dados. Esse modelo já tinha sido previsto no RSRI, podendo o comercializador solicitar essa autorização ao cliente para efeitos da prestação de serviços complementares ao fornecimento de eletricidade.

Face ao RSRI, surge uma entidade nova no relacionamento comercial, com direito de acesso aos dados: a entidade gestora do autoconsumo (EGAC). No modelo previsto, esta entidade representa cada autoconsumidor na venda do respetivo excedente (por agregado) e ainda é responsável pelo pagamento de tarifas de acesso às redes relativas à energia autoconsumida proveniente de UPAC utilizando a RESP. Assim, a EGAC tem acesso obrigatório aos dados discriminados de produção da UPAC, da repartição por cada uma das instalações associadas, do excedente em cada instalação e do autoconsumo usando a RESP de cada instalação autoconsumidora. As tarifas de acesso às redes relativas ao autoconsumo através da RESP são aplicadas para cada instalação autoconsumidora (e depois agregadas numa única fatura). O excedente agregado é apurado por soma do excedente calculado para cada instalação no autoconsumo coletivo.

Com estes dados, a EGAC tem a informação necessária para qualquer processo de faturação dos montantes suportados com as tarifas de acesso às redes pelo autoconsumo através da RESP ou pela venda dos excedentes, para cada instalação associada, no autoconsumo coletivo, que possa ser definido no regulamento interno do autoconsumo.

Refira-se que a EGAC não é uma entidade estranha a cada instalação de autoconsumo, dado que a adesão ao autoconsumo coletivo é feita de modo expresso pelo titular da instalação, reconhecendo na EGAC as responsabilidades de representação e articulação do autoconsumo perante os operadores de redes. Ao ter acesso aos dados descritos, a EGAC recebe também toda a responsabilidade pelo tratamento e guarda desses dados, nos termos da legislação sobre proteção de dados (nomeadamente o Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados - RGPD).

### 3.1.4 ADAPTAÇÃO DOS OPERADORES DE REDES

#### PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA

A implementação dos processos definidos no Decreto-Lei n.º 162/2019 pelos operadores de redes requer uma infraestrutura de medição, de recolha remota de dados e do seu tratamento e disponibilização aos intervenientes. Os novos requisitos desta infraestrutura são significativamente superiores àqueles que decorrem dos processos em vigor até agora. Importa notar que diversos operadores de redes têm vindo a preparar uma evolução tecnológica dos seus sistemas de medição e tratamento de dados de energia – as chamadas redes inteligentes – estando em curso os investimentos necessários e o desenvolvimento dos novos sistemas.

Reconhecendo este facto, o projeto de regulamento proposto pela ERSE definiu um regime transitório que mantém em aplicação as regras anteriores até que os operadores estejam aptos à implementação do novo regime do autoconsumo.

O próprio Decreto-Lei n.º 162/2019 reconhece eventuais constrangimentos na implementação completa do novo regime no imediato, na medida em que prevê que, durante o ano de 2020, apenas sejam implementados projetos de autoconsumo com instalações no mesmo nível de tensão e com sistemas de medição inteligente. Na sua proposta (art.º 1.º), a ERSE concretizou este último requisito como sendo sistemas «que permitem a recolha, o tratamento e a disponibilização de dados em períodos quarti-horários.»

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA

Vários comentários reconhecem o significativo aumento da exigência sobre os sistemas dos operadores de redes e a necessidade de um período de adaptação para desenvolvimento dos sistemas e ferramentas necessárias (Conselho Consultivo, Conselho Tarifário, EDP Distribuição). Em complemento, alguns agentes solicitam que seja definido um prazo máximo para essa adaptação (Conselho Tarifário, EDP Energias de Portugal, grupo Meetup - CER, Watt-IS), incluindo quer os novos projetos, quer os autoconsumidores instalados ao abrigo do regime jurídico anterior.

A EDP Distribuição - Energia propõe a adoção de soluções transitórias de simplificação às regras previstas para vigorar durante um período limitado, que teriam a vantagem de antecipar o início da concretização do novo regime de autoconsumo.

---

**DECISÃO DA ERSE**

A complexidade dos processos envolvidos no tratamento dos dados de autoconsumo justifica o reconhecimento do tempo necessário ao desenvolvimento das ferramentas (ainda que provisórias) pelos operadores de redes. Simultaneamente, é inequívoco que o Decreto-Lei n.º 162/2019 cria um novo regime que deve ser implementado pelos operadores de forma diligente, cumprindo a lei.

Importa distinguir as situações decorrentes dos autoconsumidores pré existentes (licenciados ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014) e dos novos projetos de autoconsumo (licenciados ao abrigo do Decreto-Lei n.º 162/2019).

No caso dos novos projetos de autoconsumo, o próprio processo de licenciamento ou registo prévio e o tempo necessário para a instalação e colocação em funcionamento das UPAC concorrem para permitir aos operadores das redes um tempo de adaptação na implementação das regras aprovadas. Não se fixa qualquer período de adaptação nestes casos.

Nos casos pré-existentes, a revogação do Decreto-Lei n.º 153/2014 pelo novo regime vem apontar para a aplicação, também nestes casos, das novas regras do autoconsumo. Essa aplicação de novas regras aos casos estabelecidos segundo o anterior regime terá de ser concretizada pelos operadores das redes, exceto quando seja necessária a alteração do equipamento de medição da IU. Nestes casos, os encargos a suportar pelos autoconsumidores com a alteração do equipamento de medição devem seguir o procedimento definido para o novo regime de autoconsumo. Os operadores das redes têm um prazo de cinco anos para a concretização das alterações necessárias à adaptação das regras aplicáveis às instalações de autoconsumo estabelecidas ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014, quando é necessário alterar o equipamento de medição na IU. Note-se que a substituição de equipamentos implica o acesso às instalações de utilização e, quando aplicável, o acordo do autoconsumidor em suportar os encargos com a substituição. O autoconsumidor tem assim o direito de se opor à substituição do equipamento durante o período referido ou, se ocorrer antes, até à integração da sua instalação numa rede inteligente decorrente do plano ordinário do operador (sem encargos para o autoconsumidor).

Perante a reconhecida complexidade das novas regras tendo em conta o enquadramento regulamentar aplicável até ao presente, quanto à medição e tratamento de dados de energia, a ERSE acolhe os comentários que sugerem a flexibilização de alguns aspetos concretos das regras aprovadas, com vista à sua implementação imediata. Esta flexibilização comporta, por exemplo, a recolha mensal de dados de injeção e correspondente repartição pelas IU, em vez do modelo diário, ou ainda a utilização de meios

eletrónicos simplificados para a disponibilização de dados. Esta flexibilização só será possível no período inicial de implementação do Decreto-Lei n.º 162/2019, ou seja, até ao final de 2020. Após esse período os operadores das redes deverão aplicar na íntegra as regras em vigor.

Reconhece-se que nas Regiões Autónomas o calendário de implementação depende ainda de decisões legislativas regionais, pelo que o prazo de aplicação das regras fica condicionado a essas decisões. A adaptação dos sistemas e processos dos operadores de rede deve ser planeada tendo em vista, não apenas o quadro de regras definido para 2020, com um conjunto mais limitado de tipos de projeto de autoconsumo, mas também os desenvolvimentos futuros para implementar na plenitude os casos de autoconsumo e comunidades de energia renovável previstos no Decreto-Lei n.º 162/2019. A ERSE irá desenvolver, durante o ano de 2020, a evolução do quadro de regras aplicáveis tendo presente a implementação completa do novo regime. Este exercício deve ter em consideração a experiência recolhida da implementação das atuais regras e envolver os interessados na discussão. No ponto 3.5 agrupa-se desde já um conjunto de temas a desenvolver neste exercício.

### **3.1.5 INCREMENTO DOS CUSTOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

#### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

A proposta apresentada a consulta pública não incluiu no seu âmbito o tratamento regulatório dos custos ou benefícios resultantes da atividade a desenvolver pelos ORD para operacionalização do autoconsumo.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA**

A CELER e a EDP Distribuição argumentam que a operacionalização do autoconsumo obrigará a alterações profundas nos sistemas de informação de modo a dar cumprimento às obrigações de leitura, tratamento e disponibilização de dados. Consideraram ainda que se trata de um incremento significativo na atividade do operador da rede de distribuição. Face a isto, as duas entidades consideraram que a regulação económica deve ser ajustada de modo a garantir o equilíbrio económico-financeiro.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Os estatutos da ERSE estabelecem que esta entidade deve assegurar o equilíbrio económico-financeiro das atividades concessionadas que regula, desde que estas sejam geridas de forma eficiente.

A evolução dos custos da atividade de distribuição reflete um conjunto de fatores, endógenos e exógenos à gestão dos ORD, com impactes diferentes e, frequentemente, interrelacionados.

Deste modo, os eventuais custos acrescidos decorrentes da atribuição destas responsabilidades aos ORD deverão ser analisados num quadro global, que considera as características da atividade de distribuição, a evolução do seu contexto e o desempenho dos ORD num contexto de promoção de gestão eficiente.

### **3.1.6 MONITORIZAÇÃO DA APLICAÇÃO DAS REGRAS**

#### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

A proposta apresentada a consulta pública não especificava mecanismos de monitorização da aplicação das regras, aplicando-se as competências previstas nos Estatutos da ERSE.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA**

O Conselho Consultivo recomendou que a ERSE assegure um diálogo com os ORD e uma monitorização apropriada da aplicação das regras.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE tem vindo a manter um diálogo muito próximo com diversos agentes, tanto operadores das redes como interessados em investir em soluções de autoconsumo. Todavia, concorda-se com a vantagem em incluir nas regras disposições relativas a informação à ERSE, melhorando assim a monitorização por parte desta entidade.

## **3.2 RELACIONAMENTO COMERCIAL**

### **3.2.1 PAGAMENTO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DA ENERGIA AUTOCONSUMIDA ATRAVÉS DA RESP**

#### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

A ERSE propôs uma abordagem de relacionamento comercial centrada na EGAC na qual cabe a esta entidade pagar ao ORD as tarifas de acesso às redes (TAR) relativas à energia autoconsumida através da

RESP, em contraponto a uma abordagem alternativa centrada na IU, na qual o valor a pagar pelas TAR referente à energia autoconsumida através da RESP seria calculado e pago de forma individualizada por cada IU ao respetivo comercializador e por este ao ORD.

No que diz respeito à prestação de garantias por parte da EGAC relativas ao estabelecimento da relação contratual entre EGAC e ORD, a proposta de articulado submetida a consulta remeteu a obrigação de prestação de garantias para a regulamentação da ERSE, significando que a decisão sobre essa matéria é tratada em regulamentação própria<sup>2</sup>. A este respeito, no momento do lançamento da presente consulta pública, já se encontrava a decorrer uma outra consulta sobre o regime de gestão de riscos e garantias no SEN, prevendo a isenção da prestação de garantias por parte das entidades gestoras do autoconsumo coletivo e por parte das comunidades de energia renovável.

## **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA**

### Relacionamento comercial entre EGAC e ORD

A generalidade dos comentários expressa concordância ou não oposição em relação à abordagem proposta pela ERSE, tendo sido sublinhado, em contraponto, o aumento da complexidade dos relacionamentos comerciais dos operadores de rede e dos custos associados.

O Conselho Consultivo não coloca em causa a opção tomada, observando que as vantagens que o modelo apresenta para os comercializadores têm como contrapartida uma complexificação do paradigma de relacionamento comercial dos operadores de rede, que passam a ter de gerir um relacionamento comercial com um número muito maior de entidades, o que acarreta custos de implementação que devem ter um tratamento adequado no âmbito da regulação económica destes agentes (vd. capítulo 3.1.5 deste documento).

O Conselho Tarifário entende que a proposta da ERSE é adequada à eventual disseminação de instalações coletivas com rede interna, simplificando a relação entre todos os intervenientes, o que considera positivo. O Conselho Tarifário destaca também o facto de a solução permitir aos comercializadores continuarem a pagar apenas a energia por si fornecida a cada IU (e não outros custos associados à participação da IU num autoconsumo coletivo), tendo a singularidade de colocar a EGAC a pagar os custos de uso da RESP.

---

<sup>2</sup> Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro (publicada no D.R. 2ª Série), sobre o regime de gestão de riscos e garantias do SEN.



O Conselho Tarifário entende que devem ser clarificadas as obrigações da EGAC no estabelecimento do contrato de uso de rede com o ORD, recomendando que, no âmbito do registo e licenciamento, a DGEG permita que os condomínios se possam constituir como EGAC.

A APREN concorda com a abordagem proposta, identificando, no entanto, que nas situações em que há pagamento da utilização da RESP, a EGAC assume um papel interveniente nos fluxos de pagamento o que obrigará à assunção de um enquadramento jurídico/fiscal bem determinado, que envolve custos de gestão a serem suportados pelo autoconsumo coletivo, o que pode colocar entraves ao seu desenvolvimento. A APREN defende que a legislação deveria prever um mecanismo simplificado.

A EDP Energias de Portugal e a EDP Distribuição referem os custos associados ao aumento da complexidade da atividade do ORD relativa à multiplicação do número de relacionamentos comerciais.

A EDP Distribuição entende que a ERSE deve publicar um documento de condições gerais a aplicar aos contratos de uso de rede entre ORD e EGAC, para o que se propõe apresentar uma proposta de condições gerais sujeita a consulta de interessados. A EDP Distribuição sugere ainda uma ligeira adaptação do n.º 2 do artigo 8.º no sentido de ficar claro que é a EGAC que contacta o ORD para efeitos de celebração do contrato de uso de redes.

De entre as empresas que desempenham a atividade de comercialização, a Aldro, a GALP e a Iberdrola concordam com a abordagem proposta pela ERSE. Nos comentários efetuados por estas empresas são indicadas algumas vantagens da proposta, tais como a simplificação dos relacionamentos comerciais, o facto de o comercializador pagar TAR apenas na parte da energia por si fornecida, o não incremento das garantias prestadas pelos comercializadores e a minimização de erros de faturação ao constar na fatura apenas a energia fornecida pelos comercializadores.

Existem mais comentários da APESF, Meetup e Energia Simples relativos a esta matéria que, dada a sua especificidade, são tratados na Secção de comentários específicos.

#### Prestação de garantias

O Conselho Consultivo refere a importância do mecanismo proposto de suspensão da repartição de energia em caso de incumprimento da EGAC, mas que não elimina em absoluto o risco de incumprimento face aos operadores de rede.

A EDP Energias de Portugal e a EDP Distribuição manifestam discordância quanto à possibilidade de a EGAC ficar isenta da prestação de garantia, tal como aprovado na regulamentação relativa ao regime de Gestão de Riscos e Garantias no SEN.

## **DECISÃO DA ERSE**

### Relacionamento comercial entre EGAC e ORD

Dado que a maioria dos comentários foi no sentido de acolher a proposta da ERSE, optou-se por se manter a proposta sem alterações.

Em relação à proposta de condições gerais para os contratos entre a EGAC e o ORD, sugerida pela EDP Distribuição, entende-se que a aprovação das referidas condições gerais já decorre do atualmente previsto no RARI (art. 11.º), acolhendo-se, portanto, a proposta da EDP Distribuição. No entanto, e de forma a não atrasar a concretização de projetos de autoconsumo coletivo através da RESP, a ERSE entende que, até à aprovação das referidas condições gerais, devem as EGAC poder celebrar com o ORD um contrato que aplique com as devidas adaptações as condições estabelecidas nos contratos entre comercializadores e ORD.

### Prestação de garantias

Dado que o conteúdo dos comentários se refere a uma decisão tomada no âmbito de outra consulta pública, optou-se por manter a remissão para a regulamentação aplicável.

## **3.2.2 ENTIDADE RESPONSÁVEL PELA REPARTIÇÃO DA PRODUÇÃO DAS UPAC PELAS IU QUE PARTICIPAM NO AUTOCONSUMO COLETIVO**

### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

A ERSE propôs que a entidade responsável pela repartição da produção das UPAC pelas IU que participam no autoconsumo coletivo fosse o ORD.

### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA**

O Conselho Tarifário manifestou concordância com a proposta da ERSE.

A REN sugere que o ORT seja o responsável pela repartição da produção das UPAC pelas IU aderentes, nas situações em que as instalações estejam ligadas à RNT.

#### **DECISÃO DA ERSE**

No atual edifício regulamentar, compete ao operador da RND a celebração de contratos de uso de redes em relação aos pontos de entrega de consumo ligados na RNT, resultando daí que todas as faturas aos comercializadores resultantes da aplicação das TAR a clientes ligados na RNT são feitas pelo operador da RND, competindo-lhe também a disponibilização dos dados necessários a essa faturação. Não obstante, nota-se que o modelo regulamentar prevê ainda que seja do ORT a responsabilidade pelo equipamento de medição dos pontos de entrega de clientes na RNT.

Uma vez que a atual proposta visa implementar as regras do autoconsumo coletivo, minimizando as alterações à estrutura regulamentar em vigor, entende-se que se deve manter na esfera de competências do operador da RND, e não do operador da RNT, o cálculo da repartição da produção das UPAC pelas IU ligadas à RNT e participantes no autoconsumo coletivo. Resulta daqui a não alteração da proposta de articulado em relação a esta matéria.

Acrescenta-se que o regime de autoconsumo prevê a possibilidade de participação de IU e UPAC em níveis de tensão diferentes, havendo uma evidente necessidade de clarificar, no futuro, a responsabilidade por essa repartição.

### **3.2.3 REPARTIÇÃO DA PRODUÇÃO DA UPAC PELOS AUTOCONSUMIDORES COLETIVOS**

#### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

A proposta apresentada pela ERSE não estabelece limitações quanto aos coeficientes de repartição aplicáveis à produção da UPAC pelos seus autoconsumidores associados, entendendo a ERSE que a questão do tipo de coeficientes de repartição a utilizar está definida na legislação. Efetivamente, o Decreto-Lei n.º 162/2019 estabelece que a EGAC comunica os coeficientes de repartição a aplicar e que, na ausência dessa indicação, é aplicada uma repartição com base no consumo verificado em cada IU, em cada período de 15 minutos.

## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA

Alguns comentários vêm no sentido de permitir estabelecer processos dinâmicos de repartição da produção das UPAC pelas IU.

O Conselho Consultivo entende que o facto de a proposta da ERSE não prever a possibilidade de repartição na proporção dos consumos se deve ao carácter transitório da mesma e à necessidade de permitir um período de adaptação dos sistemas dos ORD, considerando que, uma vez ultrapassada esta fase transitória, a regulamentação deve passar a prever essa possibilidade.

A APESF refere possíveis dificuldades associadas a uma chave de repartição dinâmica, que podem gerar situações de iniquidade entre os autoconsumidores em relação aos benefícios obtidos, razão pela qual sugere a criação de um mecanismo de acerto entre os participantes da comunidade ou a criação de um ponto fronteira com o modelo de repartição a ser definido e gerido pela EGAC.

A APREN, a Coopérnico e um interessado em nome individual consideram que a proposta da ERSE deveria considerar a possibilidade de aplicação de coeficientes dinâmicos para uma maximização do benefício do autoconsumo coletivo em relação à energia produzida.

A EDP Distribuição propõe que, não havendo definição dos coeficientes pela EGAC, e não sendo possível fazer o seu cálculo com base nos consumos medidos de 15 minutos, se proceda à determinação da repartição com base nas potências contratadas em cada IU.

A GALP sugere que o modelo de repartição possa ter associado, após a aplicação dos coeficientes de repartição, uma nova repartição da energia não atribuída a consumo de IU, de forma a minimizar os excedentes agregados e a maximizar a energia autoconsumida nas IU. Assim, recomenda que a ERSE inclua outros mecanismos de revisão para flexibilizar a alocação da eletricidade produzida na UPAC.

O grupo informal Meetup – CER discorda do período de um ano para a atualização dos coeficientes de repartição defendendo que deveria permitir-se uma atualização diária.

## DECISÃO DA ERSE

Os comentários recebidos apontam para direções distintas. Vários comentários vão no sentido de que o regulamento permita a utilização de coeficientes de repartição dinâmicos ou a possibilidade de os autoconsumidores poderem decidir de forma dinâmica os coeficientes de repartição. Em contraponto, há

um comentário que refere as dificuldades associadas à adoção de coeficientes de repartição dinâmicas que podem gerar situações de injustiça nas repartições face ao investimento inicial.

No entanto, o que resulta da legislação, e que a proposta submetida a consulta não contradiz, é que, em caso de não indicação pela EGAC dos coeficientes de repartição, são utilizados por defeito coeficientes de repartição dinâmicos, com base nos consumos de cada IU, em períodos de 15 minutos. Adicionalmente, a legislação estabelece que os coeficientes não podem ser alterados por um período de 12 meses, exceto em situações de entradas ou saídas de autoconsumidores. Neste sentido, a ERSE entende que face às regras estabelecidas na legislação, deve manter, no essencial a proposta.

No entanto, e de forma a tornar mais claras as regras de repartição, entendeu-se adicionar um artigo específico sobre as regras de repartição, que inclui uma regra a adotar enquanto não for possível aplicar coeficientes de repartição baseados nos consumos verificados nas IU em cada período de 15 minutos, tal como sugerido no comentário da EDP Distribuição.

Finalmente, cabe ainda referir que a legislação é omissa quanto à natureza dos coeficientes comunicados no Portal do Autoconsumo, razão pela qual é admissível que, no futuro, se possam admitir evoluções nesta matéria, como por exemplo, a comunicações de coeficientes que não correspondam a um coeficiente fixo durante um período de 12 meses.

### **3.2.4 SUSPENSÃO DE REPARTIÇÃO DA PRODUÇÃO DA UPAC OU INTERRUPTÃO DA UPAC**

#### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

No artigo 13.º da proposta de articulado estabeleceu-se que o ORD suspende a repartição da produção da UPAC em caso de falta de pagamento das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP. De igual forma, a existência de consumos medidos na UPAC sem contrato de fornecimento ou a falta de pagamento dos contratos de fornecimento é razão para a interrupção da UPAC ou, quando tal não se verifique possível, para a suspensão da repartição da produção.

A interrupção ou a suspensão vigoram desde a data em que se verifica o incumprimento que deu origem à interrupção ou à suspensão até a data em que o incumprimento seja sanado. Durante o período em que vigorar a suspensão, a produção imputável às IU é considerada para efeitos de perdas na rede.

## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA

A generalidade dos comentários é favorável à proposta de interrupção ou suspensão da repartição da produção da UPAC pelas IU nos casos previstos, referindo as vantagens dessa medida na redução do risco de incumprimento no pagamento das tarifas relativas à utilização da RESP. Alguns comentários identificam dúvidas e sugestões relativas à aplicação dos processos de suspensão e às notificações a enviar às partes envolvidas.

O Conselho Consultivo releva a importância do mecanismo proposto, no que diz respeito à falta de pagamento das tarifas de utilização da RESP, na medida em que este permite mitigar o risco de incumprimento por parte das EGAC, em particular no caso da isenção do autoconsumo coletivo e das CER da obrigação de prestação de garantias que impende sobre os restantes agentes de mercado.

O Conselho Tarifário refere estar de acordo com a proposta da ERSE.

A CEVE e a EDP Distribuição levantam preocupações quanto às situações em que o funcionamento da UPAC não assegure as condições de segurança ou de estabilidade técnica da rede. A CEVE sugere que se acrescente essa situação como razão para suspensão da repartição da produção da UPAC, enquanto a EDP Distribuição considera importante a possibilidade de o ORD poder deslastrar a UPAC, tal como previsto no Decreto-Lei n.º 162/2019.

A EDP Distribuição refere que a suspensão da repartição da produção da UPAC pelos autoconsumidores em caso de falta de pagamento das tarifas de utilização da RESP, apesar de não eliminar por completo o risco de pagamento, constitui um importante incentivo à regularização das situações de incumprimento.

A EDP Distribuição também concorda com a possibilidade de interrupção ou suspensão da repartição da UPAC nos casos de inexistência ou incumprimento dos contratos de fornecimento dos consumos próprios da UPAC.

A EDP Distribuição entende ainda que deve ficar mais claro que a resolução da situação de incumprimento que deu origem à suspensão da repartição não dá lugar a uma repartição retroativa da produção não repartida durante o período de incumprimento.

A GALP recomenda que devem ser definidos os agentes a notificar pelo ORD em caso de suspensão ou interrupção, que no caso do autoconsumo coletivo será a EGAC que, por sua vez, deve notificar os autoconsumidores.

A EDP Distribuição e a GALP referem que devem ficar claras as condições aplicáveis à suspensão da repartição da UPAC. A EDP Distribuição entende que essas condições devem idealmente ficar expressas nas condições gerais do contrato a celebrar entre EGAC e ORD. Na opinião da GALP, deve ser clarificado de que forma e em que moldes é que o comercializador com contrato com a UPAC pode solicitar ao ORD a interrupção à UPAC por falta de pagamento a suspensão da repartição, entendendo a GALP que não deverá existir um tratamento diferenciado face aos outros clientes do SEN.

A Energia Simples entende que o agregador ou o facilitador de mercado deve ser notificado com pelo menos 24 horas de antecedência da suspensão da repartição da produção para poder tomar em consideração essa suspensão na sua programação em mercado.

### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE verifica que o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário concordam com a proposta da ERSE pelo que entende que se deve manter, no essencial, a proposta submetida a consulta.

Em relação aos comentários da CEVE e da EDP Distribuição relativos ao funcionamento de UPAC que coloquem em causa a segurança e a estabilidade da rede, entende-se que o Regulamento da Qualidade de Serviço já enquadra estas situações estando previsto que, se necessário, a instalação seja imediatamente desligada.

Entende-se que é benéfica a sugestão da GALP de inscrição no regulamento da obrigação de notificação da suspensão à EGAC, de modo a que esta possa solucionar a solução de incumprimento rapidamente. No que diz respeito às comunicações entre EGAC e os autoconsumidores, entende-se que essas devem ser acordadas entre as partes e não objeto de regulamentação por parte da ERSE.

No que diz respeito às situações de interrupção ou suspensão da repartição por falta de pagamento ao comercializador que fornece os consumos próprios da UPAC, aceita-se o comentário da GALP de que o tratamento deve ser idêntico ao que é dado nos processos de interrupção de qualquer outro cliente do SEN, o que foi refletido no articulado.

A ERSE clarificou ainda no regulamento que a suspensão ou cessação do contrato de uso das redes para venda de excedente, entre o ORT e o agregador ou facilitador de mercado, não prejudica a repartição da produção da UPAC pelas IU que integram o autoconsumo.

A repetição em detalhe, nas condições gerais do contrato de uso da rede, dos procedimentos associados à suspensão, como proposto pela EDP Distribuição-Energia, deve ser ponderada com o facto dos contratos se dirigirem a um tipo de participantes de mercado com menos informação do que as habituais contrapartes dos contratos de uso das redes. Até à aprovação das condições gerais entende-se que a redação a adotar no articulado na sequência dos comentários recebidos é suficiente, isto é, a suspensão por falta de pagamento das tarifas RESP ou por razões de segurança produz efeitos imediatos, e a suspensão por falta de pagamento ao comercializador que fornece os consumos próprios da UPAC decorre nos prazos previstos para a interrupção de uma instalação de consumo. Em relação à retroatividade da suspensão, entende-se que a proposta de articulado é suficientemente clara, no sentido de que, durante o período em que se mantém o incumprimento (e apenas nesse), não há lugar a qualquer repartição da produção.

Relativamente à sugestão de que o ORD notifique o agregador das situações de suspensão da repartição das UPAC, a ERSE entendeu incluir a obrigação de notificação no articulado, no entanto, esta apenas pode ocorrer nada data em que ocorre a suspensão e não com 24 horas de antecedência.

Existem mais comentários da GALP sobre esta matéria que, dada a sua especificidade, foram tratados na Secção de comentários específicos.

### **3.2.5 INTERRUPÇÃO E DESATIVAÇÃO DA IU QUE PARTICIPA EM AUTOCONSUMO COLETIVO**

#### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

A ERSE propôs que, em caso de interrupção de uma IU associada em autoconsumo coletivo, o ORD deveria continuar a aplicar a chave de repartição definida, sendo a energia imputável à IU interrompida considerada como energia excedente associada à IU (e eventualmente vendida a um agregador).

Nos casos em que uma IU associada ao autoconsumo coletivo não tenha contrato de fornecimento ativo, a ERSE propôs que o ORD continue a repartir a produção da UPAC pelas IU associadas de acordo com a chave de repartição em vigor. Enquanto a EGAC não corrigir os coeficientes de repartição em função da desativação da IU, a produção da UPAC imputável a essa IU é contabilizada para efeitos de redução de perdas na rede.



## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA

Foram recebidos comentários com opiniões diversas, quer manifestando concordância com a proposta da ERSE, quer sugerindo alterações.

O Conselho Tarifário concorda com a proposta.

A EDP Energias de Portugal entende que as regras devem acautelar, nas situações de IU sem contrato de fornecimento, que a EGAC tem acesso à informação em tempo útil, sugerindo, nesse sentido, que, por um lado, o OLMC deve assegurar a adaptação dos fluxos de ativação de contratos e identificação de instalações que participam em autoconsumo, bem como informação sobre entradas e saídas das IU em autoconsumo coletivo, e por outro, que a troca de informação sobre a situação contratual das IU deve estar salvaguardada nos contratos entre as IU e a EGAC.

A GALP refere que o regulamento deve definir o tratamento a dar a situações em que ocorra uma mudança de titular ou uma mudança de comercializador.

Existem outros comentários sobre este tema que, dada a sua especificidade foram tratados na Secção 6 de comentários específicos.

## DECISÃO DA ERSE

Regista-se a concordância expressa pelo Conselho Tarifário relativamente à proposta formulada.

Entende-se que não se deve acolher a sugestão da EDP Energias de Portugal de adaptação dos fluxos de informação envolvendo o OLMC para informar a EGAC das situações de IU sem contrato de fornecimento. A informação relativa à presença ou não em autoconsumo coletivo passará a constar do registo de ponto de entrega, de acordo com a proposta de redação do artigo 236.º do Regulamento de Relações Comerciais, que se encontra atualmente em consulta, não estando, no entanto, e no entender da ERSE, relacionada com o objetivo a que a EDP Energias de Portugal se refere no presente comentário. Ainda a este respeito, a EDP Energias de Portugal refere que a troca de informação sobre a situação contratual das IU deve estar salvaguardada nos contratos entre as IU e a EGAC. A ERSE entende que, até por questões relativas à proteção de dados pessoais, essa é uma matéria a ser acordada entre as partes envolvidas não devendo ser objeto de regulamentação da ERSE.

No caso das mudanças de titularidade, também decorre da legislação a obrigação de atualização dos dados no Portal do Autoconsumidor. Neste caso, a ERSE entendeu, neste momento, não impor obrigações adicionais ao ORD, dada a complexidade operativa de confirmar diariamente todas as alterações de titular com a respetiva atualização no Portal.

Existem outros comentários sobre tema realizados pela CEVE e pela GALP que, dada a sua especificidade, foram tratados na Secção de comentários específicos.

### **3.2.6 VENDA DOS EXCEDENTES**

#### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

A proposta da ERSE foi no sentido de, no caso do autoconsumo coletivo, agregar a venda dos excedentes na EGAC de forma a facilitar o relacionamento comercial para a venda dos mesmos e a diminuir os custos de transação.

As modalidades de venda dos excedentes previstas na proposta de regulamentação são as mesmas que estão estabelecidas no Decreto-Lei n.º 162/2019, ou seja, venda da EGAC ou do autoconsumidor individual ao facilitador de mercado, a participante no mercado que desempenhe a função de agregador ou diretamente em mercado organizado ou através de contrato bilateral (nesta última situação, a EGAC ou o autoconsumidor individual terão de ter estatuto de agente de mercado).

No caso de os autoconsumidores não exercerem o direito de venda dos excedentes através de uma das modalidades previstas, foi proposto que esses excedentes sejam contabilizados para efeitos do cálculo das perdas na rede.

Finalmente, a proposta submetida a consulta estabelece a obrigatoriedade de celebração de contrato de uso da rede de transporte com o ORT, aplicável a produtores, nos termos do RARI. Ao abrigo deste contrato, celebrado pela entidade que representa a produção em mercado, são faturadas as tarifas devidas pelas injeções de produção na RND ou na RNT, tal como definido no Regulamento Tarifário.

## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA

A generalidade dos comentários recebidos é favorável à proposta de centralizar na EGAC a venda dos excedentes, bem como em relação à proposta de contabilização para efeitos de perdas dos excedentes não comercializados.

O Conselho Tarifário, a EDP Energias de Portugal, a GALP e a SU Eletricidade concordam com a agregação dos excedentes do autoconsumo coletivo na EGAC para efeitos do estabelecimento dos relacionamentos comerciais relativos à sua venda, apontando vantagens relativas à maior previsibilidade da programação e à redução dos custos de transação. O Conselho Tarifário recomenda, no entanto, que esta opção possa ser revisitada periodicamente, tendo em conta a natureza inovadora deste tipo de relacionamentos comerciais.

Adicionalmente, o Conselho Tarifário não se opõe à contabilização para efeitos de perdas dos excedentes não comercializados, considerando-a uma solução transitória e preferindo soluções em que os excedentes não comercializados sejam minimizados.

A Aldro e a APREN concordam que os excedentes não vendidos sejam contabilizados para efeitos de perdas.

A REN entende que o dinamismo associado ao registo de novas instalações no Gestor do Sistema para venda dos excedentes no mercado de energia elétrica faz com que a solução proposta, que mantém junto da GGS o registo de cada instalação de produção, deve ser entendido como transitório. Como possível solução definitiva, a REN defende uma articulação entre a GGS e o OLMC para que este assuma um papel de operacionalização do processo de mudança de agregador de produção.

Existem mais alguns comentários relativos a este tema que, dada a sua especificidade, foram tratados na Secção de comentários específicos.

## DECISÃO DA ERSE

Em face dos comentários recebidos que se mostraram, na sua generalidade, favoráveis à centralização na EGAC da venda dos excedentes, a ERSE optou por manter a proposta de agregar na EGAC a venda dos excedentes.

Em relação à contabilização dos excedentes não comercializados para efeitos de perdas, a generalidade dos comentários não mostrou oposição à sua adoção, pelo que a ERSE manteve a proposta

No que diz respeito aos comentários da REN, a ERSE está ciente do aumento de complexidade associada ao registo de novas instalações em carteiras de produção. Sem prejuízo de se poderem vir a analisar soluções regulamentares alternativas, incluindo aquela que é sugerida pela REN, face ao momento ainda incipiente do desenvolvimento do autoconsumo, optou-se por não alterar os procedimentos atualmente vigentes.

### **3.2.7 AQUISIÇÃO DE EXCEDENTES PELO CUR EM SUBSTITUIÇÃO DO FACILITADOR DE MERCADO**

#### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

As modalidades de venda dos excedentes previstas na proposta de regulamentação são as mesmas que estão estabelecidas no Decreto-Lei n.º 162/2019, ou seja, venda da EGAC ou do autoconsumidor individual ao facilitador de mercado, a participante no mercado que desempenhe a função de agregador ou diretamente em mercado organizado ou através de contrato bilateral. A ERSE não incluiu disposições adicionais relativas ao desempenho das funções de facilitador de mercado, por se encontrarem estabelecidas na lei.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA**

O Conselho Consultivo, a EDP Energias de Portugal e a SU Eletricidade são de opinião que, nos termos do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, o CUR com atribuições a nível do território do Continente desempenhará as funções de facilitador de mercado enquanto não for atribuída a licença específica dessa atividade, adquirindo a energia excedente das UPAC com potência até 1 MW, dos autoconsumidores que assim contratem. A ERSE deve definir os termos do contrato de aquisição de energia e respetivos parâmetros, nomeadamente no que diz respeito à valorização da energia. Adicionalmente, é sugerida a inclusão de norma específica que regule o relacionamento comercial entre os autoconsumidores individuais, ou a EGAC, e o Facilitador de Mercado (ou o CUR em sua substituição).

A EDP Energias de Portugal e a SU Eletricidade entendem que é necessário esclarecer se os custos suportados pelo Facilitador de Mercado com a tarifa de uso de rede de transporte aplicada à produção são repassados aos autoconsumidores ou se são suportados pelo Facilitador de Mercado.

---

**DECISÃO DA ERSE**

No que respeita ao desempenho da figura de Facilitador de Mercado por parte do comercializador de último recurso para aquisição dos excedentes do autoconsumo, e apesar de essa possibilidade não estar explicitamente prevista no Decreto-Lei n.º 162/2019, aceita-se a interpretação de que o CUR deve substituir-se ao Facilitador de Mercado, enquanto este último não seja designado através de uma licença própria (em face do estabelecido no Decreto-Lei n.º 76/2019), razão pela qual o texto do articulado foi alterado em conformidade.

Em relação à valorização dos excedentes adquiridos pelo comercializador de último recurso, no desempenho da função de facilitador de mercado, cabe referir que esta é estabelecida em norma transitória que consta do Artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019. De acordo com a referida norma, a remuneração é apurada através da aplicação à energia fornecida do preço médio do MIBEL nesse mês, ajustado ao perfil de produção do produtor no mesmo mês, e deduzindo a esse valor os encargos, nos termos a definir pela ERSE, suportados com a representação em mercado do produtor. Os encargos incluem, nomeadamente, os custos relativos a desvios à programação, a tarifa de uso das redes devidas pelos produtores e outros encargos.

A referida norma transitória também define que a energia adquirida pelo comercializador de último recurso, enquanto facilitador de mercado, é vendida em mercado através de uma unidade de programação distinta daquela utilizada pelo comercializador de último recurso no âmbito da função de compra e venda de energia elétrica da produção em regime especial com remuneração por tarifa garantida.

Neste contexto, entende-se que o enquadramento para a determinação da valorização da energia a adquirir já se encontra estabelecida na legislação, sendo claro que os custos suportados com a representação em mercado da UPAC, nomeadamente os relativos a tarifas devidas pelas injeções nas redes, são deduzidos como encargos ao valor da energia pago pelo comercializador de último recurso aos autoconsumidores. A definição mais concreta dos termos de apuramento dos encargos, a realizar pela ERSE, deve ser feita para todo o universo de produtores em regime especial abrangidos pela aquisição de energia por parte do comercializador de último recurso, no desempenho da função de facilitador de mercado, razão pela qual se entende que esta não deve ser feita de forma independente apenas para os excedentes do autoconsumo nesta regulamentação.

### 3.2.8 CONTRATO DE USO DA REDE DE TRANSPORTE APLICÁVEL A PRODUTORES

#### PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA

A ERSE propôs que a faturação da tarifa de uso da rede de transporte, aplicável a produtores, tivesse, para as injeções na rede dos excedentes do autoconsumo um tratamento idêntico ao que é dado às injeções por parte de produtores. Neste sentido, a celebração de contratos de uso da rede de transporte, nos termos previstos no RARI, é uma condição para a faturação desta tarifa à entidade responsável pela integração do excedente em mercado por parte do operador de rede de transporte.

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA

A generalidade dos comentários recebidos não se opõe à proposta, sendo solicitadas clarificações quanto à sua aplicação.

O Conselho Consultivo entende que se deve clarificar que a obrigação de celebração de contrato de uso da rede de transporte com o ORT, impende apenas sobre os autoconsumos com contrato em MT ou nível superior. Por outro lado, o Conselho Consultivo aponta para que a periodicidade de faturação seja trimestral, à semelhança do que se verifica nos termos do n.º 3 do artigo 26.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

A EDP Energias de Portugal sugere clarificação sobre a necessidade de a entidade responsável pela integração dos excedentes dos autoconsumos em mercado assinar contratos de uso da rede de transporte aplicável a produtores, relativos às UPAC ligadas em BT.

A EDP Energias de Portugal entende que seria necessária uma maior transparência e explicitação das responsabilidades de cada entidade perante as contrapartes, dando como exemplo que não é claro o relacionamento comercial entre autoconsumidor individual ou EGAC com o ORT.

O grupo informal Meetup – CER questiona a razão pela qual deve a EGAC celebrar contrato com o ORT, nas situações em que atue como agente de mercado para venda dos excedentes.

## DECISÃO DA ERSE

A proposta da ERSE foi no sentido de aplicar aos excedentes do autoconsumo, relativamente ao contrato de uso da rede de transporte aplicável a produtores, as mesmas regras que se aplicam aos restantes produtores.

A celebração de contrato de uso da rede de transporte é uma condição necessária ao relacionamento comercial relativo à faturação da tarifa de uso da rede de transporte aplicável a produtores, no âmbito do previsto no Regulamento Tarifário. No entanto, a celebração deste contrato realiza-se no âmbito do estabelecido no Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, onde se prevê a assinatura por parte de todos os produtores.

Uma vez que a decisão do nível de tensão, a partir do qual é aplicável a tarifa de uso da rede de transporte, é definido no Regulamento Tarifário, entende-se que não cabe no âmbito desta peça regulamentar estabelecer quais os níveis de tensão abrangidos por esta tarifa. Nesse sentido, entendeu-se não acolher os comentários que solicitavam uma maior explicitação no articulado, mantendo-se antes a remissão para a regulamentação aplicável.

Sobre o comentário da EDP Energias de Portugal, de que não é transparente e explícito o relacionamento entre ORT e autoconsumidor individual ou EGAC, a ERSE considera que o relacionamento entre estas entidades se cinge à liquidação da tarifa de uso de rede de transporte, aplicável a produtores, em situações nas quais estas optem por vender os excedentes diretamente em mercado. Tal relacionamento está identificado no n.º 3 do artigo 5.º e no n.º 4 do artigo 6.º da proposta de regulamento.

Relativamente ao comentário do grupo informal Meetup – CER, a celebração de contrato entre EGAC e ORT só ocorrerá nas situações em que a EGAC coloque diretamente a energia dos excedentes no mercado organizado ou através da concretização de contrato bilateral junto da GGS. Em termos práticos, a expectativa é de que, por questões relacionadas com a reduzida dimensão e volume dos excedentes, a EGAC opte por ser representada por um Agregador que assumirá a responsabilidade de celebrar contrato com o ORT relativo à injeção dos excedentes da EGAC.

### 3.2.9 TRATAMENTO DOS DESVIOS E FIGURA DO AGREGADOR

#### PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA

No que diz respeito ao tratamento dos desvios, a proposta da ERSE limitou-se a clarificar a integração do autoconsumo na arquitetura atualmente vigente. Assim, a proposta passou por atribuir a responsabilidade da programação dos consumos no comercializador que fornece a IU, alocando os consumos da IU (consumo medido descontado da produção para autoconsumo imputada à IU) à carteira de comercialização correspondente, e por integrar os excedentes na carteira de produção da entidade responsável pela agregação da produção, que assume a responsabilidade pela programação dos excedentes e por esses desvios.

Por outro lado, no seu artigo 10.º, a proposta prevê, mas não impõe, a possibilidade de que o comercializador da IU e o agregador de excedentes da IU não sejam a mesma entidade, isto é, que o agregador possa atuar de forma independente do comercializador da instalação.

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA

Os comentários recebidos em relação a estas matérias referem que o modelo proposto pode não ser o mais adequado face às necessidades atuais, surgindo referências à possibilidade de permitir agregar consumos e produção na mesma carteira ou transferir a responsabilidade dos desvios para o agregador independente. Surgiram vários comentários que referem dever ser possível que o comercializador da IU possa desempenhar a função de agregador para essa mesma IU.

O Conselho Tarifário entende que, devido ao carácter inovatório desta regulamentação, poderá existir uma inadequação de responsabilidades entre as entidades criadas pelo Decreto-Lei n.º 162/2019 e as atualmente existentes, no que concerne ao apuramento de desvio e responsabilidades. Nesse sentido, sugere uma maior densificação da proposta regulamentar que permita uma definição clara das regras nesta matéria.

A EDP Energias de Portugal entende que a proposta de remeter o cálculo dos desvios da programação de excedentes para o âmbito da carteira de produção do comercializador que agrega a produção é inadequada face às necessidades atuais, entendendo que deveria ser possível a agregação numa única unidade de programação os consumos e a produção do comercializador com um cálculo de desvios integrado. A EDP Energias de Portugal sugere ainda a inclusão da definição de agregador.



A Endesa refere que, no caso em que a entidade responsável por integrar os excedentes de mercado não seja o comercializador, é provável que o comercializador incorra em desvios que não tenham sido ocasionados por si, mas sim causados pela ação de outra entidade, referindo, por exemplo, a existência de uma tecnologia de armazenamento além da UPAC, que pode desviar o padrão previsto de consumo. Neste contexto a Endesa propõe a existência de um único responsável pelos desvios por ponto de fronteira, referindo a necessidade de essa entidade elaborar a previsão de consumo do ponto «transferindo-a» para o respetivo comercializador.

A Endesa defende a possibilidade de se integrar nas carteiras de produção, o armazenamento e o consumo, uma vez que o agregador também poderá gerir consumos e armazenamento. Da mesma forma, defende que o comercializador possa compensar os consumos dos seus clientes com os excedentes dos autoconsumidores.

A Endesa refere que o artigo 10.º se deve referir apenas ao agregador independente, de forma a não conflitar com o plasmado no Decreto-Lei n.º 162/2019.

A CEVE, a EDP Energias de Portugal e o grupo informal Meetup – CER reforçam que o comercializador da IU também deve poder atuar como agregador do respetivo excedente.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Em relação ao modelo de tratamento dos desvios, a proposta da ERSE limitou-se a enquadrar a existência do autoconsumo coletivo no quadro regulamentar vigente sobre essa matéria, sendo que, no que diz respeito à integração dos consumos em carteira de comercialização e dos excedentes em carteira de produção, a proposta corresponde aquilo que já ocorre hoje em dia com o autoconsumo individual.

A instalação de autoconsumo pode provocar desvios de consumo ou desvios de produção, sendo cada um destes tipos separados. Os desvios de consumo são integrados na carteira do comercializador, o qual deverá incorporar a informação de que a instalação está integrada num autoconsumo para melhor adequar as suas programações. Os desvios de produção, associados ao excedente, são integrados na carteira de produção do agregador. Ficando os custos provocados no sistema elétrico claramente imputados a dois agentes representantes do autoconsumidor, caberá a estes a repercussão do custo dos desvios nos seus contratos, quer de comercialização, quer de agregação.

O objetivo da presente regulamentação não poderia passar pela revisão da arquitetura do mercado de serviços de sistema, nomeadamente no que diz respeito ao apuramento e liquidação dos desvios, dado que as consequências dessas alterações são transversais às restantes atividades não se confinando exclusivamente ao autoconsumo. Neste contexto, optou-se por se manter o sentido geral da proposta.

Em relação aos comentários recebidos relativos à figura do agregador, entende-se que a proposta que foi submetida a consulta está alinhada com o Decreto-Lei n.º 162/2019, sendo utilizada a definição de agregação que consta neste Decreto-Lei referindo-se no artigo 10.º que essa função pode ser desempenhada, nomeadamente, por um comercializador que atua de forma independente do comercializador que fornece a instalação. A redação adotada pretendia esclarecer que a função também podia ser desempenhada por um agregador independente, mas, de modo nenhum, se pretendia excluir a possibilidade de o comercializador da IU poder atuar como seu agregador.

No entanto, dado que surgiu um número significativo de comentários com dúvidas sobre o proposto, entendeu-se reformular a redação, introduzindo uma definição de agregador na qual fica claro que qualquer comercializador, seja independente ou não do comercializador da IU, pode atuar como agregador.

### **3.2.10 CONTEÚDO DAS FATURAS**

#### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

Uma das razões que conduziu à proposta de adotar um modelo de relacionamento comercial centrado na EGAC foi o da simplificação dos relacionamentos comerciais e o da minimização de alterações nos processos dos comercializadores, que continuam a colocar nas faturas apenas os valores da energia por si fornecida, em linha com o previsto na Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, e com a regulamentação aplicável.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA**

Os comentários recebidos sobre este tema consideram, na sua generalidade, que a proposta poderia detalhar as obrigações relativas aos conteúdos das faturas, referindo, por um lado, as obrigações decorrentes do disposto na Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, e, por outro, a vantagem de os comercializadores poderem incluir na sua fatura uma reconciliação entre os valores fornecidos pelo

comercializador e as energias associadas ao processo de autoconsumo. Os comentários reconhecem, em relação a este último ponto, que seria necessário o envio de mais informação para os comercializadores.

Cabe referir, no entanto, que, sobre a mesma matéria, o Conselho Consultivo considera que os dados a disponibilizar por defeito a cada agente devem corresponder ao mínimo estritamente necessários para o desempenho da sua atividade, no âmbito do modelo previsto, sem prejuízo de os titulares dos dados poderem autorizar a sua disponibilização a terceiros.

O Conselho Tarifário considera que a ERSE deve aprofundar a regulamentação no que concerne às alterações a efetuar pelos agentes nos seus processos e relacionamentos comerciais, nomeadamente de informação a constar nas faturas dos Comercializadores de modo a acomodar a nova realidade, recomendando que, na versão final do regulamento, seja definido o novo paradigma incluído no quadro legislativo, nomeadamente o disposto na Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro.

Neste contexto, o Conselho Tarifário entende que a existência de diferenças entre os valores faturados pelos comercializadores e os totais registados nos contadores das IU compromete a boa validação por parte dos consumidores dos seus consumos efetivos, razão pela qual considera que as faturas poderiam manter o seu carácter informativo, podendo reconciliar o volume faturado com o consumido (medido no contador do consumo) e o valor da produção correspondente à IU. No entanto, o Conselho Tarifário reconhece que esta recomendação implicaria que o comercializador passasse a ter acesso aos valores de consumo e produção associados à IU por ele fornecida.

A EDP Energias de Portugal, a Iberdrola e a SU Eletricidade, fazem comentários alinhados com os que são feitos pelo Conselho Tarifário, no sentido de as faturas reconciliarem os volumes faturados com os volumes de consumo registados no contador e com os valores de produção correspondente à IU. Argumentam a Iberdrola e a SU Eletricidade que a receção de todos os dados é necessária para o cabal esclarecimento por parte dos comercializadores às dúvidas que lhe sejam colocadas pelos autoconsumidores por si fornecidos.

A EDP Energias de Portugal refere ainda que continua a não ser claro como deverá ser apresentada a faturação das tarifas de acesso às redes nas faturas.

## **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE entende que a proposta que submeteu a consulta tem a vantagem de minimizar as alterações nos processos dos comercializadores. Ao prever que os comercializadores recebam apenas os dados relativos

aos consumos por si fornecidos e que sejam obrigados a incluir na fatura apenas os valores de consumo por si fornecidos (e o valor das tarifas de acesso correspondentes), a ERSE entende que assegura o cumprimento do estabelecido na Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, sem impor custos desnecessários de adaptação de sistemas aos comercializadores.

Por outro lado, a proposta da ERSE assegura que os comercializadores tenham acesso aos dados estritamente necessários ao desempenho da sua função, de acordo com a recomendação formulada pelo Conselho Consultivo, razão pela qual a ERSE entende que não deve alterar a proposta de articulado.

Acresce que a fatura não deve ser considerada como a única via para informação do consumidor relativamente à sua participação no mercado de energia. A possibilidade de os consumidores aderirem a modelos de autoconsumo de energia renovável ou participarem em comunidades com o mesmo fim, reflete-se no impacto global de cada consumidor com as suas opções de consumo (e de produção). Esta liberdade contratual do consumidor tem a consequência de se perder um ponto focal da informação sobre o consumo, até aqui personalizado na figura do comercializador.

No que diz respeito às preocupações invocadas nos comentários relativamente à dificuldade de verificação dos dados faturados com os dados que constam nos contadores, a ERSE considera que cada vez mais ganhará preponderância a relação dos autoconsumidores com os ORD, nomeadamente o acesso a plataformas de disponibilização de dados. Nesse sentido, já se encontra inscrito no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica a obrigatoriedade de o comercializador informar o seu cliente dos meios de consulta dos dados de consumo e produção.

Adicionalmente, cabe referir que é possível que, por opção expressa do cliente, o comercializador possa receber mais informação do que apenas a dos consumos por si fornecidos e que, nessas circunstâncias, o comercializador possa esclarecer eventuais dúvidas colocadas pelos clientes. Esta via de acesso aos dados, sob autorização expressa do consumidor, promove a disponibilização de novos serviços ao cliente, seja pelo seu comercializador seja por outras empresas especializadas em serviços de energia. A prestação de informação mais detalhada e esclarecedora sobre o consumo, produção e outras características da instalação é um exemplo potencial desses serviços.

### **3.2.11** INFORMAÇÃO AOS COMERCIALIZADORES SOBRE A PARTICIPAÇÃO DA IU NUM AUTOCONSUMO E COMUNICAÇÃO DAS LEITURAS

#### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

A proposta submetida em consulta pública não continha qualquer aspeto em relação à informação a prestar aos comercializadores sobre a participação da IU num autoconsumo. Na proposta de Regulamento de Relações Comerciais que se encontra em consulta pública, o artigo 236.º estabelece que deve constar do Registo de Ponto de Entrega a informação sobre se aquele ponto se encontra associado a autoconsumo ou a comunidade de energia renovável.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA**

Surgiram vários comentários sobre a necessidade de articulação entre os ORD e os comercializadores sobre a participação das IU na atividade de autoconsumo.

O Conselho Tarifário sugere que se estabeleça a articulação entre os ORD e os comercializadores para que estes possam efetuar alterações nos processos de integração de leituras para efeitos de faturação do cliente.

A Aldro propõe a criação de um identificador ou sistema de comunicação dos CPE's em autoconsumo individual ou coletivo, para possibilitar um tratamento diferenciado ao nível dos automatismos dos sistemas de cada comercializador.

A EDP Energias de Portugal refere a necessidade de articulação entre comercializadores e ORD relativamente à disponibilização de informação bem como formatos, para garantir o conhecimento antecipado das alterações que terão de realizar nos seus processos, nomeadamente de integração de leituras para efeitos de faturação do cliente.

A EDP Energias de Portugal defende que cesse a obrigatoriedade de disponibilização aos clientes autoconsumidores de datas preferenciais para leitura e que as mesmas deixem de ser aceites para este tipo de clientes através da inibição da receção de leituras os canais existentes, pelo que as peças regulamentares deviam ser alteradas em conformidade.

A GALP refere que deveria estar prevista a informação aos comercializadores, por parte dos ORD, da entrada em regime de autoconsumo de locais por si fornecidos, pois é uma informação útil para esclarecimentos a prestar durante o relacionamento comercial.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE compreende e revê-se na necessidade de articulação de informação entre ORD e comercializadores, razão pela qual incluiu, na proposta de RRC submetida a consulta pública, a obrigação de incluir no registo de ponto de entrega informação sobre a participação da instalação em regimes de autoconsumo ou em comunidades de energia renovável.

Relativamente ao comentário da EDP Energias de Portugal sobre a cessação da obrigatoriedade de receção de leituras dos clientes, entende-se que, com a transição para um sistema assente em redes inteligentes, a necessidade de comunicação de leituras por parte dos clientes vai sentir-se cada vez com menor intensidade. Uma vez que as instalações que integram regimes de autoconsumo terão de estar obrigatoriamente integradas em redes inteligentes, reconhece-se que a necessidade de comunicação de leituras por parte destes clientes será diminuta. No entanto, de acordo com o Regulamento de Qualidade de Serviço, não existe uma obrigatoriedade de receção leituras por parte dos comercializadores, sendo apenas imposta, para o atendimento telefónico, a obrigatoriedade de receção de leituras quando essa leitura não possa ser comunicada diretamente ao operador de rede a cuja rede a instalação do cliente esteja ligada.

### **3.2.12 CONTRATO DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA À UPAC**

#### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

A possibilidade de se verificarem consumos próprios de uma UPAC (ligada na RESP ou na rede interna que liga a RESP e as IU) associada em autoconsumo coletivo levou a que a ERSE propusesse a obrigatoriedade de existência de um contrato de fornecimento desses consumos, a celebrar pela EGAC. A existência de consumos na UPAC sem contrato de fornecimento ativo é razão para a interrupção ou suspensão da repartição da UPAC.

---

**SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA**

O Conselho Tarifário entende que não será necessário novo contrato de fornecimento de eletricidade para serviços auxiliares da UPAC, quando esta esteja ligada na instalação de utilização dos serviços comuns do condomínio, sendo esta obrigação satisfeita no âmbito do contrato de fornecimento para os serviços comuns do condomínio.

Entende o Conselho Tarifário que apenas nos casos em que os consumidores aderentes designem outra entidade que não seja o condomínio, será necessário que a EGAC disponha de contrato para consumos auxiliares.

**DECISÃO DA ERSE**

Na sequência dos comentários do Conselho Tarifário entendeu-se alterar a proposta submetida a consulta no sentido de estabelecer que a EGAC deve assegurar a existência de um contrato para o fornecimento dos consumos próprios da UPAC sem, no entanto, estabelecer que deva ser a própria EGAC a celebrar esse contrato.

**3.2.13 OUTROS TEMAS DE RELACIONAMENTO COMERCIAL**Processos de mudança de comercializador

A EDP Energias de Portugal refere a importância de todos os processos de *switching* com contador e leitura devem ter também o valor de saldo elétrico e não a leitura real do contador e a vantagem de a ERSE 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.

A ERSE concorda que, para as IU que participam em autoconsumo individual ou coletivo, os dados que passam a ser relevantes para os processos de *switching* são os valores de consumo fornecido por cada comercializador, que podem diferir dos dados de consumo medidos no contador, por via das deduções da produção das UPAC, no caso do autoconsumo coletivo, ou do cálculo de saldos entre injeções e consumos em cada período de 15 minutos, no caso do autoconsumo individual. Neste contexto, a ERSE introduziu no articulado o princípio de que os processos de mudança de comercializador, nos casos de IU em autoconsumo, têm em consideração os valores de consumo fornecido pelo comercializador.

Energia fornecida pelo comercializador

---

Surgiram diversos comentários acerca da pouca clareza do artigo 19.º, onde se estabeleceu que o comercializador da IU associada em autoconsumo é responsável pelo fornecimento da energia fornecida pelo comercializador. A redação desta disposição recorreu à definição de «energia fornecida pelo comercializador» o que acabou por resultar num texto redundante. Assim, alterou-se o texto do articulado para tornar a redação mais clara, adotando-se, para o efeito, a redação proposta pela Iberdrola.

#### Desempenho da função de EGAC

A Energia Simples coloca a dúvida de saber se um comercializador pode desempenhar a função de EGAC. A respeito da entidade gestora do autoconsumo coletivo, o Decreto-Lei n.º 162/2019 refere que se trata de entidade, singular ou coletiva, designada pelos autoconsumidores coletivos. Neste contexto, nada impede que um comercializador seja designado como EGAC por um conjunto de autoconsumidores coletivos. Entende-se desnecessário incluir, a este respeito, qualquer tipo de alteração no regulamento.

#### Dimensionamento das UPAC

A EDP Energias de Portugal entende que o regulamento deveria dispor sobre o cumprimento da obrigação de as UPAC serem dimensionadas para satisfazer as necessidades de consumo das IU associadas. A ERSE entende que esta é uma matéria de licenciamento e que, como tal, não deve constar desta pela regulamentar.

#### Bid mínimo para as ofertas de venda

A EDP Energias de Portugal entende que deveria ser introduzido um “bid mínimo” para as ofertas de venda no mercado organizado. A ERSE entende que a proposta não se enquadra no objeto do presente regulamento.

#### Participante no mercado

A CEVE faz notar, a respeito da venda do excedente prevista no artigo 5.º da proposta de regulamento, que não existe definição de participante no mercado. A ERSE faz notar que, quer o Decreto-Lei 162/2019, quer a Diretiva 2018/2001, utilizam o conceito de participante de mercado sem que o mesmo seja concretizado, no entanto, dado o contexto em que o termo é utilizado, entende-se que se trata de um Agente de mercado nos termos do Regulamento das Relações Comerciais, com capacidade de atuar em mercado organizado ou através de contratação bilateral.



A EDP Energias de Portugal entende que deve existir uma maior explicitação das responsabilidades de liquidação que cada entidade tem perante as contrapartes (quem paga o quê a quem). Como exemplo de falta de clareza a EDP Energias de Portugal refere omissão do relacionamento entre o autoconsumidor individual ou a EGAC.

A EDP Distribuição entende que o articulado deve clarificar em que medida é que a produção da UPAC não repartida e não vendida é considerada para efeitos de perdas e do respetivo mecanismo de incentivo e se o ORT fatura ao ORD tarifas de Uso de Rede de Transporte (URT) e de Uso Global do Sistema (UGS) em função da injeção dessa produção na rede.

A PBBR.A refere o documento justificativo onde se menciona que os consumidores se associam para realizar o investimento na unidade de produção. A PBBR.A considera incorreta a referência, pois o investimento não tem de ser necessariamente realizado pelos consumidores. A ERSE toma nota do comentário, que entende estar bem fundamentado, mas que não tem qualquer impacto no articulado.

### **3.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

#### **3.3.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR AO AUTOCONSUMO**

##### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

A proposta da ERSE quanto ao estabelecimento e definição de tarifas no âmbito do autoconsumo tem em conta o disposto no artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, assumindo uma abordagem de custos evitados. A ERSE propôs o estabelecimento de tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo que utilize a RESP, tomando como variáveis de faturação a energia ativa e a potência em horas de ponta.

Procedeu-se ainda a uma clarificação das variáveis que reportam ao consumo da IU satisfeito através de um contrato fornecimento com um comercializador, nomeadamente no que se refere à potência contratada e energia reativa, as quais devem ser avaliadas no consumo medido tendo em conta as opções propostas.

Em relação à ocorrência de inversão do fluxo de energia na rede pública a montante do nível de tensão de ligação à UPAC, a ERSE propôs discutir esta questão durante 2020 e equiparar na regulamentação agora

aprovada, por simplificação, as situações com inversão de fluxo às situações sem inversão em termos de preços das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA**

A maioria dos comentários refere concordância com a proposta da ERSE.

O Conselho Tarifário e o Conselho Consultivo consideram fundamentada a proposta de variáveis, assinalando que a opção por não incluir a potência contratada permite eliminar o risco de dupla oneração.

O Conselho Tarifário não se opõe à dedução integral das tarifas de uso de redes a montante em caso de inversão de fluxo, por simplificar a aplicação do novo regime. A posição do Conselho Consultivo é no mesmo sentido, por permitir uma simplificação e agilização da implementação, embora alertando que esta opção transitória deverá ser reavaliada em breve, com base em experiência entretanto obtida, e ter em conta o princípio de não discriminação entre utilizadores da rede. Há ainda outros participantes (APIGCEE, APREN, Megasa) que concordam com a opção da ERSE. A maior parte considera pragmática a abordagem adotada pela ERSE, numa perspetiva de simplificação e agilização da implementação em 2020.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE manteve a proposta.

### **3.3.2 DEDUÇÃO DE CIEG**

#### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

O Decreto-Lei n.º 162/2019 estabelece, no n.º 4 do artigo 18.º, que os encargos correspondentes aos CIEG podem ser, total ou parcialmente, deduzidos às tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, a aprovar até 15 de setembro. Não tendo havido uma decisão do membro do Governo responsável pela área da energia acerca de uma eventual dedução de CIEG, cabe à ERSE definir essa eventual dedução, nos termos do referido Decreto-Lei. A ERSE decidiu, na proposta apresentada, não proceder a quaisquer deduções de CIEG às tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP.

---

**SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA**

Os comentários recebidos não apontam para um consenso quanto a este aspeto da proposta.

O Conselho Consultivo considera fundamentada a opção da ERSE, referindo que, no pressuposto de que o autoconsumo não contribui para a redução dos CIEG e tendo em conta o risco de subsidiações cruzadas, a opção pela dedução de CIEG assume um caráter político.

O Conselho Tarifário reitera a sua preocupação com o peso dos CIEG nas tarifas de eletricidade, assinalando que eventuais deduções totais ou parciais de CIEG se convertem num maior montante de CIEG a pagar pelos consumidores que utilizem exclusivamente a RESP.

Ambos os Conselhos mencionam ser importante que a ERSE desenvolva estudos sobre este tema, nomeadamente quanto aos custos e benefícios destas renováveis para o sistema e à sustentabilidade financeira de longo prazo do sistema (Conselho Tarifário) e quanto ao impacto tarifário de diferentes níveis de penetração do autoconsumo e opções tarifárias, incluindo uma comparação dos custos e benefícios para o sistema entre o autoconsumo e produção renovável de maior escala (Conselho Consultivo).

A MEGASA afirmou o seu desacordo com a proposta da ERSE de não deduzir os encargos com os CIEG. A APIGCEE também não concorda com a opção da ERSE e, embora refira que o autoconsumo possa vir a ter um impacto significativo nas tarifas de acesso suportadas pelo consumo e, em teoria, afetar a competitividade dos consumidores, refere que « um grande consumidor que seja, simultaneamente, autoconsumidor e consumidor *lato senso*, poderia ser beneficiado enquanto autoconsumidor e prejudicado enquanto consumidor *lato senso*».

A APREN e a Navigator referiram ser importante isentar de CIEG, ainda que parcialmente, o autoconsumo, no sentido de promoção dessa atividade. A APREN e a Navigator assinalam que tal dedução deveria ocorrer, pelo menos, numa fase inicial, com pouca expressão do autoconsumo a nível nacional. A Navigator assinala ainda que devem ser rigorosamente quantificados os benefícios económicos para o sistema. A APREN referiu a necessidade de ponderar entre eventuais subsidiações cruzadas entre os consumidores e as externalidades positivas que decorrem do autoconsumo.

A EDP Distribuição e a SU Eletricidade concordam com a não isenção de CIEG, tendo por base o risco de subsidiação cruzada entre consumidores com autoconsumo e consumidores sem autoconsumo, alguns dos quais sem capacidade para se tornarem autoconsumidores.

## **DECISÃO DA ERSE**

As deduções de CIEG incidem sobre custos que resultam de decisões de política energética, sendo, neste caso, o Governo a entidade competente para determinar a sua concretização e forma de aplicação. Não tendo sido publicada uma decisão do Governo sobre uma dedução, total ou parcial, de CIEG, cabe, nesse caso, à ERSE decidir sobre essa eventual dedução, nos termos previstos no regime legal do autoconsumo.

A ERSE, numa abordagem de custos evitados pelo autoconsumo, mantém a sua opção de considerar que a dedução das tarifas de uso das redes a montante da ligação da UPAC já incorpora os benefícios do autoconsumo para o sistema elétrico. Os benefícios do autoconsumo na redução de custos de investimento nas redes e no volume de perdas repercutem-se na dedução das tarifas de uso das redes a montante da ligação das IU e UPAC.

Neste contexto, na ausência de decisão do Governo, não se efetua qualquer dedução de encargos correspondentes aos CIEG.

### **3.3.3 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR AOS EXCEDENTES DO AUTOCONSUMO**

#### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

No documento justificativo, a ERSE expôs o seu entendimento de que, quando há lugar à venda de excedentes do autoconsumo, os autoconsumidores assumem também um papel de produtores, pelo que, em consequência, aplica-se a tarifa de Uso da Rede de Transporte às injeções dos produtores na RNT ou na RND. A proposta estabeleceu ainda que o referencial de aplicação da tarifa é o da UPAC.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA**

A quase totalidade dos comentários recebidos é favorável à proposta da ERSE.

## **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE manteve a decisão.

### **3.3.4 ESTRUTURA DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

Alguns comentários da consulta pública (Conselho Tarifário, Conselho Consultivo, EDP Energias de Portugal, EDP Distribuição) remetem para aspetos mais gerais da regulação e das tarifas de acesso às redes, em particular no que se refere à estrutura tarifária atualmente existente.

As questões estão relacionadas com a relação entre a estrutura tarifária e a estrutura de custos do sistema, nomeadamente no que se refere às componentes de custos variáveis e de custos fixos dos custos e as componentes, variáveis e fixas, das tarifas. A maioria dos contributos, incluindo os Conselhos Consultivo e Tarifário, aponta para a necessidade de revisão da estrutura tarifária, nomeadamente num maior peso da recuperação de custos através de componentes não variáveis.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Este ano proceder-se-á à revisão do Regulamento Tarifário do setor elétrico. Esse momento será naturalmente aproveitado para debater e aprofundar as questões apontadas pelos diversos contributos dados a nesta consulta pública.

## **3.4 MEDIÇÃO, LEITURA E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS**

### **3.4.1 MEDIÇÃO**

#### **PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA**

No âmbito da atividade de medição, a proposta apresentada estabeleceu 1) os pontos de medição obrigatória de energia elétrica, distinguindo os regimes de autoconsumo individual e coletivo, 2) a responsabilidade pelo fornecimento, instalação e manutenção dos equipamentos de medição, 3) as características dos equipamentos de medição a instalar e 4) os procedimentos de verificação, correção e adequação dos equipamentos de medição.

Antecipando as propostas que mereceram mais comentários na consulta pública, e que se apresentam e discutem de seguida, cabe referência particular, por um lado, a concretização do conceito de curto prazo<sup>3</sup> para efeitos de planeamento pelos operadores das redes da instalação dos equipamentos de medição inteligentes na fronteira de cada instalação de utilização e, por outro lado, a mecânica de repartição de encargos, entre operadores das redes e consumidores, relativos aos equipamentos de medição a instalar nos pontos de medição obrigatória.

Em relação ao curto prazo, a proposta da ERSE foi a de se considerar um período de quatro meses, alinhado com o período previsto no Decreto-Lei n.º 162/2019 para a instalação pelos operadores das redes dos equipamentos de medição devidos.

Já no que toca aos encargos (de aquisição, instalação e manutenção/substituição), a proposta da ERSE atribuía aos consumidores a responsabilidade pela aquisição dos equipamentos de medição (salvaguardada a verificação da condição do curto prazo, no caso dos equipamentos de medição a instalar na fronteira das instalações de utilização) e aos operadores das redes a responsabilidade relativa aos restantes encargos (tendo como contrapartida a integração dos equipamentos de medição no respetivo parque de equipamentos). Como referido no documento justificativo, esta proposta replicava a regra estabelecida no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico, aplicável aos equipamentos de medição bidirecionais instalados ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro. Deste modo, para além de repartir encargos de equipamentos que, em geral, não servem exclusivamente o propósito consumidor ou produtor das instalações, salvaguardava-se a compatibilidade dos equipamentos de medição a instalar com os sistemas dos operadores das redes e evitava-se atribuir aos autoconsumidores, em particular aos de baixa tensão, obrigações decorrentes da propriedade dos equipamentos de medição, designadamente no que concerne aos procedimentos de verificação periódica e obrigatória.

---

<sup>3</sup> Como previsto no n.º 6 do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, segundo o qual o autoconsumidor é dispensado do encargo com o equipamento de medição se estiver prevista a sua instalação pelo operador no “curto prazo”.

## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA

Uma parte muito significativa dos comentários recebidos relativamente às propostas apresentadas sobre medição decorre do previsto no n.º 6 do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 162/2019<sup>4</sup> e da concretização do conceito de curto prazo proposta pela ERSE (4 meses).

Assim, alguns participantes na consulta<sup>5</sup> discordam da formulação da lei referindo a desigualdade de tratamento que decorre de uns consumidores suportarem o custo dos equipamentos de medição a instalar na fronteira das respetivas instalações de utilização e de outros não o fazerem, com base numa variável – planeamento dos operadores das redes – que não controlam.

Por outro lado, foram recebidos diversos comentários<sup>6</sup> que, atendendo a essa formulação da lei, sublinham a importância dos consumidores conhecerem previamente e de forma transparente o planeamento dos respetivos operadores das redes relativo à instalação de equipamentos de medição inteligentes (de modo a poderem prever os custos inerentes à implementação de uma solução de autoconsumo), considerando que a regulamentação deve estabelecer a obrigação de os operadores das redes divulgarem os seus planos de instalação e ativação de equipamentos de medição inteligentes.

Também a proposta apresentada relativamente à repartição de encargos, entre operadores das redes e consumidores, respeitantes aos equipamentos de medição foi objeto de diversos comentários no processo de consulta.

Alguns participantes<sup>7</sup>, invocando o disposto no n.º 5<sup>8</sup> do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, consideram que não deve haver repartição de encargos para os equipamentos associados aos pontos de medição das UPAC, devendo essa ser uma responsabilidade exclusiva dos consumidores.

---

<sup>4</sup> Dispõe que “O custo de adequação dos sistemas de contagem, em cada IU, é suportado pelos autoconsumidores coletivos localizados em zonas não dotadas da infraestrutura de contadores inteligentes com telecontagem, ou em zonas onde não esteja prevista a sua instalação no curto-prazo, devendo o sistema de contagem ser instalado pelo operador de rede no prazo de quatro meses a contar da data do respetivo pedido.”.

<sup>5</sup> Concretamente a Soluso e a Watt-IS.

<sup>6</sup> Em concreto, dos Conselhos Consultivo e Tarifário, da Coopérnico e do grupo informal Meetup – CER.

<sup>7</sup> Em particular, a EDP Energias de Portugal, a EDP Comercial e a EDP Distribuição - Energia.

<sup>8</sup> Dispõe que “Os custos associados à aquisição, instalação e exploração dos equipamentos relativos à medição da produção total são suportados pelo autoconsumidor”.

Foram também recebidos comentários de discordância relativamente à proposta de integração dos equipamentos de medição no parque de equipamentos dos operadores das redes, seja porque consideram que deve existir uma correspondência entre a responsabilidade pelo encargo de aquisição e a posse do ativo<sup>9</sup>, seja porque se trata de um ativo que não é remunerado<sup>10</sup>.

## DECISÃO DA ERSE

O Decreto-Lei n.º 162/2019 estabelece que, quando esteja prevista para o curto prazo a instalação pelos operadores das redes de equipamentos de medição inteligentes na fronteira das instalações de utilização, os autoconsumidores não são responsáveis pelo encargo de aquisição correspondente. Naturalmente, dependendo do período de tempo concreto, esta previsão, consagrando um tratamento diferenciado entre autoconsumidores, faz pender mais a responsabilidade pelos encargos para o lado dos operadores das redes (se o período de tempo for mais longo) ou para o lado dos autoconsumidores (se o período de tempo for mais curto). Cabe também referir que a determinação desse período é balizada quer pela situação existente à data de hoje (em que quase metade das instalações já tem equipamento de medição inteligente), quer pela previsão de plena instalação destes equipamentos (a manterem-se as taxas de instalação atuais, antecipa-se que em 2025 o processo possa estar concluído).

Assim, ponderados os comentários recebidos na consulta, e tendo em conta o enquadramento anterior, a ERSE decidiu alargar o período de tempo que concretiza o conceito de curto prazo previsto na lei, de 4 para 12 meses. Por outro lado, a regulamentação também passa a prever a obrigação dos operadores das redes disponibilizarem publicamente, através das suas páginas na internet, os respetivos planos de instalação de equipamentos de medição inteligentes, de modo a que os consumidores melhor possam estimar os encargos de adesão ao regime de autoconsumo.

Em relação à repartição dos encargos associados aos equipamentos de medição, importa recordar o racional que, em 2015, presidiu à consagração no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico da regra a aplicar aos equipamentos de medição bidirecionais a instalar na fronteira das instalações de utilização, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014. Com efeito, no respetivo documento justificativo, era referido que “Atendendo a que este equipamento servirá simultaneamente os propósitos de medição do consumo a partir da rede e de injeção na rede, considera a ERSE haver lugar à partilha dos

---

<sup>9</sup> É o caso dos comentários apresentados pela Energia Simples, pelo grupo informal Meetup - CER e pela Watt-IS.

<sup>10</sup> Comentário do Conselho Consultivo.



---

respetivos encargos entre o autoconsumidor e o ORD respetivo. Neste contexto, identificam-se os encargos respeitantes à aquisição do equipamento, os encargos associados à sua instalação e, por último, os encargos no âmbito da operação e manutenção. (...) encargos respeitantes à aquisição do equipamento de medição são da responsabilidade do autoconsumidor. (...) encargos respeitantes à instalação do equipamento de medição são da responsabilidade do ORD respetivo. (...) Uma vez custeados o equipamento e a respetiva instalação, nos termos dos pontos anteriores, o equipamento de medição passa a integrar o parque de contadores do respetivo ORD, que assume total responsabilidade decorrente dessa propriedade, em particular no âmbito dos encargos de operação e manutenção”.

Ora, este racional é diretamente aplicável aos equipamentos de medição inteligentes a instalar na fronteira das instalações de utilização, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 162/2019 e, nessa medida, agora, como então, a ERSE considera que a propriedade do ativo deve recair no agente que assume a responsabilidade pela sua manutenção.

Em relação aos equipamentos de medição associados às UPAC, a situação pode ser diferente, sempre e quando esses equipamentos sirvam apenas o propósito de medição da produção da UPAC (sendo, portanto, nessa circunstância, contadores de produção<sup>11</sup>). Nestes casos, a ERSE concorda que a responsabilidade pela totalidade dos encargos deve ser dos autoconsumidores.

Assim, e sem tecer considerações sobre os possíveis esquemas de ligação para os regimes de autoconsumo individual e coletivo o que, nos termos do Decreto-Lei n.º 162/2019 é competência da Direção-Geral de Energia e Geologia, opta-se por replicar as regras aplicáveis aos equipamentos de medição na fronteira das instalações de utilização aos equipamentos associados a UPAC que estejam instalados na fronteira com a rede interna ou com a RESP (subentendendo-se que, nestes casos, releva a capacidade bidirecional dos equipamentos, ou seja, que importa medir a energia consumida, para além da injetada)<sup>12</sup>. Já para os equipamentos de medição associados a UPAC que não estejam instalados nessas fronteiras<sup>13</sup>, a proposta inicial da ERSE é objeto de alteração, prevendo-se que os autoconsumidores se responsabilizem totalmente por esses equipamentos.

---

<sup>11</sup> E é neste contexto concreto que a ERSE interpreta a disposição constante do n.º 5 do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 162/2019.

<sup>12</sup> Que, no regulamento, corresponde ao regime de autoconsumo coletivo, mas que deve ser entendido de forma mais lata, em função do ponto de ligação ser um ponto de fronteira.

<sup>13</sup> Que, no caso do regulamento, corresponde ao regime de autoconsumo individual, mas que deve ser entendido de forma mais lata, em função do ponto de ligação não ser um ponto de fronteira.

A tabela seguinte resume o modelo regulamentar de partilha de encargos com os equipamentos de medição a adotar, em função do ponto de medição e do nível de fornecimento ou de tensão.

**Tabela 3-1 - Modelo regulamentar de partilha de encargos com os equipamentos de medição**

	BTN	BTE, MT, AT e MAT
Equip. de medição na fronteira da IU - “contador de consumo”	Se não estiver planeada pelo ORD a instalação de equipamento de medição inteligente no prazo máximo de 12 meses, o autoconsumidor suporta o encargo de aquisição (e, no caso de optar por adquirir diretamente ao ORD, paga o preço regulado em vigor).  Todos os demais encargos são da responsabilidade do ORD, que integra o equipamento no seu parque.	Todos os encargos são da responsabilidade do operador da rede.
Equip. de medição da produção da UPAC ligada à RESP ou à rede interna (AC Coletivo) – “contador de produção”	O autoconsumidor suporta o encargo de aquisição (e, no caso de optar por adquirir diretamente ao ORD, paga o preço regulado em vigor).  Todos os demais encargos são da responsabilidade do ORD, que integra o equipamento no seu parque.	O autoconsumidor suporta o encargo de aquisição. Todos os demais encargos são da responsabilidade do operador da rede, que integra o equipamento no seu parque.
Equip. de medição da produção da UPAC interna à IU (AC Individual) – “contador de produção”	Todos os encargos são da responsabilidade do autoconsumidor.	

### 3.4.2 LEITURA

#### PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA

No âmbito da atividade de leitura dos equipamentos de medição, a proposta apresentada atribuía aos operadores das redes a responsabilidade pela leitura, salvaguardando o seu direito de acesso aos equipamentos de medição, e estabelecia uma periodicidade mínima diária e a recolha remota dos registos. Adicionalmente, previa o condicionamento da entrada em exploração das UPAC a testes de comunicação bem-sucedidos para acesso remoto dos operadores das redes aos equipamentos de medição.

## **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA**

Sem prejuízo dos comentários específicos que são objeto de resposta no Capítulo 4 deste documento, foram recebidos comentários que podem, genericamente, enquadrar-se no âmbito do acesso aos equipamentos de medição.

Assim, a EDP Energias de Portugal e a EDP Comercial sugerem que sejam estabelecidas no regulamento regras claras que permitam o acesso local aos equipamentos de medição pelos operadores das redes ou, em alternativa, que seja referenciada a peça legal ou regulamentar onde essas regras estão definidas, considerando, em qualquer caso, que deve ser permitido um acesso rápido, diligente e em condições de segurança.

A EDP Distribuição - Energia considera importante garantir que os equipamentos de medição instalados ao abrigo do Decreto-Lei 153/2014 oferecem as necessárias condições de acessibilidade, devendo ficar reservado aos operadores das redes o direito de não aceitar a entrega do equipamento até que essas condições estejam asseguradas.

Por último, a Energia Simples e a Enforce referem que os agentes com os quais o autoconsumidor tenha relação contratual (comercializadores, facilitadores, agregadores) devem ter direito de acesso aos equipamentos de medição, para recolha direta dos dados.

## **DECISÃO DA ERSE**

O acesso aos equipamentos de medição pode assumir as formas local e remota sendo que, com a disseminação da telecontagem e o advento das redes inteligentes em BT, o acesso local tem hoje uma relevância muito menor que a verificada há alguns anos atrás.

Por outro lado, a necessidade de garantir, designadamente aos operadores das redes, por via das responsabilidades a estes atribuídas, o acesso aos equipamentos de medição – seja esse acesso local ou remoto –, não se cinge à regulamentação aplicável ao autoconsumo, bem pelo contrário, atenta a dimensão do parque de equipamentos de medição existente afetos a instalações de consumo. Com efeito,

o direito de acesso encontra-se consagrado, quer na legislação<sup>14</sup>, quer na regulamentação setorial<sup>15</sup>, não se vislumbrando razões para, no contexto da regulamentação do Decreto-Lei n.º 162/2019, reforçar a densificação das regras aplicáveis a esse acesso.

Sem prejuízo do referido anteriormente, a redação do artigo 28.º submetido a consulta foi alterada com o objetivo de clarificar a aplicação da legislação e regulamentação existentes também no caso do regime do autoconsumo.

Ainda em relação ao acesso, cabe distinguir o acesso ao equipamento de medição do acesso aos dados registados nesse equipamento. Assim, a proposta de regulamentação explicita o direito de acesso dos operadores das redes ao equipamento de medição, em função das responsabilidades atribuídas (e sem prejuízo de, naturalmente, os proprietários e os depositários desse equipamento terem também direito de acesso). Já no âmbito do acesso aos dados residentes no equipamento de medição, a regulamentação prevê que, em qualquer circunstância, possam aceder diretamente quer os operadores das redes, quer os titulares desses dados, salvaguardando a possibilidade destes últimos os poderem disponibilizar a terceiros<sup>16</sup>.

### 3.4.3 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS

#### PROPOSTA APRESENTADA PELA ERSE NA CONSULTA PÚBLICA

No âmbito da atividade de disponibilização de dados, a proposta apresentada estabeleceu os princípios gerais, as condições e os prazos aplicáveis e concretizou os dados a disponibilizar aos diversos intervenientes nos regimes de autoconsumo individual e coletivo.

Em concreto, os operadores das redes constituem-se como agentes centrais no modelo de disponibilização de dados (aos autoconsumidores, aos comercializadores, aos agregadores, às entidades gestoras do autoconsumo coletivo), devendo observar os princípios estabelecidos no Regulamento dos Serviços das

---

<sup>14</sup> No caso do autoconsumo, a título de exemplo, refere-se o n.º 4 do artigo 22.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, a alínea h) do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 162/2019 e o ponto 3.2.1 do Regulamento Técnico e da Qualidade, da responsabilidade da DGEG.

<sup>15</sup> Por exemplo, a alínea c) do artigo 75.º do Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico ou os pontos 15 e 16 do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico.

<sup>16</sup> A este propósito, cabe referir, em particular, a possibilidade de acesso à porta série de comunicação do equipamento de medição, com o enquadramento dado pelo RSRI.

Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, designadamente no tocante à dimensão da proteção de dados pessoais.

Um aspeto relevante da proposta apresentada era a assunção de que os dados a disponibilizar pelos operadores das redes relativamente a cada equipamento de medição correspondiam ou resultavam de saldos quarti-horários.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS NA CONSULTA PÚBLICA**

Foram recebidos diversos comentários<sup>17</sup> relativos ao prazo de 5 dias úteis proposto para a disponibilização de dados tratados e corrigidos pelos operadores das redes aos diversos intervenientes, considerando que o período de tempo é demasiado longo.

Outro tema que mereceu particular atenção foi o tratamento a dar às instalações trifásicas. Neste âmbito, a EDP Energias de Portugal, a EDP Comercial e um interessado em nome individual, sugeriram que, para efeitos de cálculo do balanço de autoconsumo e da respetiva faturação de uso das redes, fosse contabilizado o saldo resultante da agregação das três fases.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Sem prejuízo das particularidades relativas ao regime de autoconsumo, de que são exemplo a consideração de saldos quarti-horários ou a concretização dos dados a disponibilizar a cada interveniente, o quadro regulamentar proposto para a disponibilização de dados pelos operadores das redes é semelhante ao consagrado no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica.

Com efeito, o período de tempo estabelecido no referido regulamento para disponibilização dos dados recolhidos diariamente dos equipamentos de medição é de até 5 dias úteis<sup>18</sup>. Foi este o prazo considerado necessário<sup>19</sup> para acomodar as etapas de recolha, tratamento, validação e disponibilização de dados recolhidos diretamente dos equipamentos de medição em BTN, incluindo o eventual tratamento de

---

<sup>17</sup> Em particular, da Enforce, do grupo informal Meetup - CER, da Watt-IS e da REN.

<sup>18</sup> Ver n.º 2 do artigo 21.º do Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto.

<sup>19</sup> E que resultou de um processo de consulta pública muito participado.

anomalias<sup>20</sup>. Do ponto de vista da ERSE não se justifica, neste momento, o estabelecimento de um prazo mais curto para este efeito.

De todo o modo, o prazo máximo de 5 dias úteis em nada pode prejudicar as obrigações que impendem sobre os operadores das redes no âmbito da disponibilização de dados previstas na regulamentação e, em particular, no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico. De facto, a necessidade de apuramento de carteiras no dia d+1 ou a obrigação de disponibilização, também em d+1, dos diagramas de carga recolhidos diariamente continuam a aplicar-se<sup>21</sup>.

Em todo o caso, por questões de maior clareza da redação regulamentar, foram introduzidas alterações ao nível do articulado que visam, precisamente, circunscrever o prazo máximo de 5 dias úteis aos dados reais a recolher diariamente dos equipamentos de medição e, ao mesmo tempo, salvaguardar o cumprimento da restante regulamentação em vigor no âmbito da disponibilização de dados.

Uma novidade introduzida pelo Decreto-Lei n.º 162/2019 com grande impacto ao nível da recolha e disponibilização de dados é o estabelecimento dos saldos quarti-horários (em cada ponto de medição). A lei não circunscreve a lógica de saldos às instalações monofásicas e, nessa medida, a proposta de articulado submetida a consulta<sup>22</sup> não diferencia as regras a aplicar em função do tipo de alimentação das instalações. Ainda assim, na sequência dos comentários recebidos sobre esta matéria, a ERSE introduziu alterações no articulado, com o objetivo de tornar claro que o apuramento de saldos quarti-horários de consumo/injeção, em cada ponto de medição, tem lugar, independentemente da instalação ser monofásica ou trifásica – e, em consequência, para instalações trifásicas, essa determinação significa que o saldo seja apurado por agregação das três fases.

---

<sup>20</sup> Note-se que o n.º 2 do artigo 33.º da proposta de articulado submetida a consulta remete para o n.º 1 do mesmo artigo que, por sua vez, refere expressamente os dados dos artigos 31.º e 32.º, ou seja, dados reais medidos pelos equipamentos de medição.

<sup>21</sup> Contudo, importa ter presente que a recolha diária de registos de equipamentos de medição em BTN, à data de hoje, tem pouca expressão, pelo que essas obrigações são, maioritariamente, satisfeitas com recurso a estimativas.

<sup>22</sup> Em particular, o n.º 4 do artigo 30.º.

### 3.5 QUESTÕES A APROFUNDAR EM 2020 COM VISTA À DEFINIÇÃO DO REGIME DEFINITIVO

O regime jurídico do autoconsumo prevê uma entrada em vigor em duas fases. No primeiro ano de aplicação, 2020, apenas serão implementáveis os projetos de autoconsumo em que UPAC e IU estejam no mesmo nível de tensão e nos casos em que exista um “sistema de contagem inteligente”. A plenitude da vigência do quadro legal inicia-se em 2021.

Assim, a regulamentação agora aprovada pela ERSE deve ser vista como uma regulamentação de carácter transitório, ou seja, que terá de ser complementada, prevendo situações que, por ora, foram excluídas do âmbito e incorporando as melhorias que resultem da experiência de aplicação.

Resultado dos trabalhos desenvolvidos e dos contributos recebidos durante a consulta, identificam-se temas a desenvolver na regulamentação que será trabalhada durante 2020, não esgotando necessariamente o âmbito desse desenvolvimento.

**Tabela 3-2 – Exemplos de temas a desenvolver na segunda fase da regulamentação do autoconsumo**

Tema a desenvolver	Descrição
Tratamento das perdas de energia elétrica nos fluxos de energia do autoconsumo através da RESP	A utilização da rede pública pelos fluxos de energia entre produção e consumo traduz-se não apenas em encargos de investimento e operação da rede, mas também em perdas elétricas por esses fluxos de energia. As perdas de energia são imputadas ao consumo em geral, através da aplicação de coeficientes de perdas para cada nível de tensão. No autoconsumo através da RESP deve ser definida a forma de imputação de perdas nas redes. A solução a adotar terá relação com o conceito de vizinhança utilizado no licenciamento.
Armazenamento integrado no autoconsumo e ligado na RESP, diretamente ou através de rede interna	Esta possibilidade prevista na lei coloca diversos desafios, em especial ao nível da medição e disponibilização de dados, sendo necessário garantir que a energia armazenada provém da UPAC renovável. É ainda necessário garantir coerência com soluções que venham a ser adotadas ao nível do armazenamento enquanto atividade autónoma, sem estar integrado em autoconsumo.
Determinação e consequências das situações de inversão de fluxo na rede de distribuição	Para concretizar o conceito previsto no Decreto-Lei n.º 162/2019 importa definir, desde logo, inversão de fluxo, em particular, com que granularidade e periodicidade será feita a análise. Adicionalmente, será necessário definir as consequências da inversão de fluxo na rede devido a produção excedentária, nomeadamente em termos das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP.

## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

Tema a desenvolver	Descrição
Impacte do autoconsumo no mecanismo de incentivo à redução das perdas na rede de distribuição em AT/MT	<p>O regime de autoconsumo visa reduzir o consumo fornecido através da rede e a produção nas redes de montante. Essa circunstância pode alterar os trânsitos de energia nas redes e, assim, as perdas elétricas verificadas.</p> <p>Adicionalmente, os excedentes de produção das UPAC não comercializados serão, nesta fase, incorporados nas perdas das redes (reduzindo-as). Importa pois rever o mecanismo de incentivo para clarificar o impacte destas alterações.</p>
Formas dinâmicas de aplicação de coeficientes de repartição da produção da UPAC	<p>A ERSE recebeu diversos comentários sobre os coeficientes de repartição da produção no autoconsumo coletivo, designadamente sobre a possibilidade de serem definidos de forma dinâmica. Sem prejuízo das opções estabelecidas na legislação, importa analisar a hipótese de existirem soluções mais flexíveis que permitam uma melhor otimização da utilização da produção em autoconsumo nas IU associadas.</p> <p>Este aspeto está no centro dos processos de tratamento dos dados de consumo e de produção, sendo por isso crítico para os dados a disponibilizar pelos operadores. Qualquer inovação nesta matéria deve acautelar o bom funcionamento do processo operacional e a fiabilidade e transparência do tratamento dos dados. Note-se ainda que os coeficientes de repartição impactam diretamente no consumo de cada IU e na faturação do seu comercializador, tendo um carácter sensível nesse relacionamento comercial com terceiros.</p>
Formas de valorização e tratamento dos excedentes não vendidos	<p>Embora se tenha optado por um modelo simplificado para tratar os excedentes de produção sem contrato de agregação – a incorporação nas perdas das redes –, existem outras possibilidades que devem ser exploradas no futuro. Essas alternativas passam por integrar a energia dos excedentes não comercializados, numa carteira de produção agregadora, e entregar a um determinado agente de mercado a responsabilidade por transacionar esta energia no mercado grossista. Esse agente pode ser o comercializador de último recurso ou outro, escolhido através de um mecanismo competitivo, por exemplo.</p>
Tratamento dos dados de consumo e produção num autoconsumo coletivo que envolva UPAC ou IU ligadas em redes de operadores diferentes	<p>A possibilidade de um autoconsumo coletivo ou uma comunidade de energia renovável integrarem instalações ligadas em redes de operadores diferentes pode abrir uma questão sobre a responsabilidade pelo tratamento dos dados. Deve ser clarificado o modelo de responsabilidade pelo tratamento e disponibilização de dados nessas situações.</p>



A ERSE irá continuar a ouvir os diferentes interessados neste assunto, procurando os seus contributos e expectativas sobre os temas referidos.

Fora do âmbito específico do autoconsumo, outras mudanças na regulamentação do setor elétrico poderão impactar nas condições de desenvolvimento deste regime. É o caso do tratamento dos desvios (de consumo e de produção), que deverá conhecer desenvolvimentos regulamentares resultantes dos códigos de rede europeus. Pode também incluir-se a regulamentação dos requisitos de ligação de geradores, definidos pelo Regulamento UE 2016/631 da Comissão, de 14 de abril.



#### **4 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS SOBRE AS PROPOSTAS DE REGULAMENTAÇÃO**

Neste capítulo discutem-se comentários específicos sobre as propostas de regulamentação, cuja relevância merece uma apreciação particular e uma resposta da ERSE, seja clarificando as propostas seja justificando a sua decisão final.

O teor destes comentários específicos foi tido em consideração na decisão final da ERSE, sendo apenas apresentados em capítulo próprio para não prejudicar a visão de conjunto sobre os contributos recebidos na consulta pública.

Os comentários estão organizados por tema.

<b>4.1 PAGAMENTO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DA ENERGIA AUTOCONSUMIDA ATRAVÉS DA RESP</b>	
<b>Comentários</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>APESF</b></p> <p>«No conceito atual, qual a base legal para uma EGAG poder faturar as respetivas tarifas de acesso (quando existam) e creditar o resultado da venda dos excedentes a cada UI.»</p>	<p>Remete-se a resposta a este comentário para o enquadramento feito no documento justificativo desta proposta de regulamentação, onde foram feitas referências ao quadro legal que prevê que a EGAC assuma funções de relacionamento com os operadores de redes, bem como fique encarregue do relacionamento comercial a adotar para os excedentes.</p>
<p><b>Grupo informal Meetup – CER</b></p> <p>«Artigo 6º EGAC-</p> <p>2 - Gostaríamos de ver esclarecido se o contrato é estabelecido pelo EGAC, na qualidade de representante dos autoconsumidores, tendo, neste caso, que ter poderes para tal, ou em nome próprio, na qualidade de EGAC. »</p>	<p>Entende-se que legislação não limita nenhuma das hipóteses referidas pelo que não se aborda a questão neste regulamento, podendo, no entanto, a questão voltar a ser abordada na definição das condições gerais dos contratos entre a EGAC e o ORD.</p> <p>Importa todavia referir que os membros de um autoconsumo coletivo respondem conjuntamente pelo cumprimento dos deveres e obrigações decorrentes desse regime [Decreto-Lei n.º 162/2019, art. 6.º, n.º 6].</p>
<p><b>Energia Simples</b></p> <p>«A cada EGAC deverá corresponder um autoconsumidor coletivo ou uma</p>	<p>Não há nada previsto no Decreto-Lei n.º 162/2019 ou na proposta de regulamentação que limite a possibilidade de uma EGAC poder representar</p>

## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

4.1 PAGAMENTO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DA ENERGIA AUTOCONSUMIDA ATRAVÉS DA RESP	
Comentários	Observações da ERSE
<p>comunidade, ou a mesma EGAC poderá ser representante de várias entidades em simultâneo?</p> <p>Caso seja possível a pluralidade de representações – o que, desde já, nos parece mais lógico – a garantia a prestar é encarada de forma individual, ou sobre o uso global da rede de todas as instalações associadas à entidade gestora? »</p>	<p>mais do que um autoconsumo coletivo, pelo que também se optou por não proceder a qualquer alteração.</p>
4.2 REPARTIÇÃO DA PRODUÇÃO DA UPAC PELOS AUTOCONSUMIDORES COLETIVOS	
Comentários	Observações da ERSE
<p><b>GALP</b></p> <p>«Assim, entendemos que os autoconsumidores coletivos devem ter a opção de repartir o excedente total de um determinado período pelas IU do mesmo grupo de autoconsumidores cujo consumo não seja coberto pela produção da UPAC na “repartição inicial” da produção. Esta modalidade deverá existir como alternativa ao modelo de alocação da energia não consumida exclusivamente</p>	<p>A sugestão da GALP vem no sentido de que seja possível ou uma repartição com base no consumo medido em cada IU ou através de um mecanismo de repartição iterativo que, após a repartição inicial pelas IU, procederia a nova repartição dos excedentes pelos consumos remanescentes da IU.</p> <p>Em relação à repartição da produção da UPAC pelos autoconsumidores coletivos, o que resulta da legislação, e que a proposta submetida a consulta</p>

4.2 REPARTIÇÃO DA PRODUÇÃO DA UPAC PELOS AUTOCONSUMIDORES COLETIVOS	
Comentários	Observações da ERSE
<p>à venda ou a perdas proposto pela ERSE, para que cada grupo de autoconsumidores possa optar pela modalidade que considere mais favorável. Antecipamos, por exemplo, que autoconsumidores individuais e empresas possam ter interesses diferentes nesta matéria.</p> <p>Na modalidade alternativa proposta por nós, a repartição do excedente total poderá ser feita, por exemplo, com base no consumo medido de cada IU, conforme previsto pelo DL 162/2019 para os casos em que não haja um coeficiente de repartição indicado (artigo 16º, nº11 b)). Outra hipótese seria a repartição iterativa com base nos coeficientes definidos até que o excedente fosse esgotado (o excedente seria alocado às IU não cobertas pela produção, com base nos coeficientes definidos para estas, repetindo-se o processo com o excedente desta operação até que todos os consumos estivessem cobertos ou o excedente fosse zero).</p>	<p>não contradiz, é que, em caso de não indicação pela EGAC dos coeficientes de repartição, são utilizados por defeito coeficientes de repartição dinâmicos, com base nos consumos de cada IU, em períodos de 15 minutos, situação na qual se aplicaria a primeira abordagem sugerida pela GALP.</p> <p>Finalmente, cabe ainda referir que a legislação é omissa quanto à natureza dos coeficientes comunicados no Portal do Autoconsumo, razão pela qual é admissível que, no futuro, se possam admitir evoluções nesta matéria, como por exemplo, a comunicações de coeficientes que não correspondam a um coeficiente fixo durante um período de 12 meses.</p>

4.3 SUSPENSÃO DE REPARTIÇÃO DA PRODUÇÃO DA UPAC OU INTERRUPTÃO DA UPAC	
Comentários	Observações da ERSE
<p><b>GALP</b></p> <p>«Questionamos em que termos é que estas suspensões ou interrupções devem ser geridas pelo ORD, concretamente que passos devem ser dados até à efetivação das mesmas. Recomendamos, no mínimo, a inclusão de um pedido de regularização, seguido de um prazo de regularização. Devem ainda ser definidos os agentes a notificar em caso de suspensão ou interrupção. Sugerimos que seja notificada a EGAC, com a obrigação desta notificar as IU, no caso de autoconsumo coletivo, ou, no caso de autoconsumo individual, diretamente a IU associada à UPAC.</p> <p>Notamos que o prazo de pagamento de uma fatura pode ser facilmente ultrapassado por razões administrativas e não necessariamente por intenção ou falta de capacidade de pagamento (extravios, contagem de datas de mora a partir da receção vs. da emissão do documento), pelo que a interrupção ou suspensão “desde a data em que se verifica o incumprimento” sem qualquer aviso, parece excessiva.»</p>	<p>Entende-se que não se deve acolher a sugestão da GALP de que a suspensão da repartição, por falta de pagamento das tarifas de utilização da RESP, apenas produza efeitos após notificação para regularização do incumprimento mais um período para a regularização.</p> <p>Por um lado, a proposta em causa teria por consequência direta um aumento do risco de não pagamento das tarifas de utilização da RESP associado ao autoconsumo. Por outro lado, a suspensão da repartição de produção da UPAC pelos autoconsumidores não é comparável à situação de interrupção de fornecimento de uma instalação consumidora, essa sim apenas concretizada mediante pré-aviso, na medida em que as IU afetadas pela suspensão não veem interrompido o seu fornecimento de eletricidade. Entende-se que a EGAC tem à sua disposição os meios necessários para evitar a falta de pagamentos devido a razões administrativas (e.g. pagamento por débito direto).</p>

4.4 INTERRUPTÃO E DESATIVAÇÃO DA IU QUE PARTICIPA EM AUTOCONSUMO COLETIVO	
Comentários	Observações da ERSE
<p><b>CEVE</b></p> <p>« Ponto 2 do Artigo 14.º Para o ponto 2 propomos que a produção da UPAC imputável à IU seja contabilizada e considerada para efeitos de redução de perdas na rede, e não como excedente. Se existem IU's sem contrato ativo, estas não podem beneficiar da figura de autoconsumidor por excedente.»</p>	<p>A ERSE distingue as situações de interrupção de fornecimento, em que o contrato de fornecimento está ativo, das situações de cessação contratual, para as quais não existe contrato ativo e onde o tratamento é o sugerido pela CEVE.</p>
<p><b>GALP</b></p> <p>« Não identificamos justificação para a situação de uma IU sem contrato de fornecimento com um comercializador ser tratada de forma diferenciada de uma IU em interrupção. O facto de não haver um comercializador associado à instalação não pode implicar que os restantes autoconsumidores coletivos, que investiram na UPAC e na sua gestão, não possam, no mínimo, beneficiar da venda do excedente.»</p>	<p>Em relação aos comentários formulados pela GALP a ERSE faz notar que, nos casos em que os autoconsumidores tenham optado por uma chave de repartição baseada nos consumos de 15 minutos de cada IU, os problemas identificados pela GALP não se colocam, dado que não é imputada qualquer produção à IU interrompida ou sem contrato de fornecimento.</p>
<p><b>GALP</b></p> <p>« O artigo 15º define os procedimentos a adotar quando uma IU associada em autoconsumo coletivo não tiver um contrato de fornecimento e as</p>	<p>Em relação à sugestão da GALP de explicitar a obrigação das IU associadas em autoconsumo coletivo disporem de um contrato de fornecimento ativo, esta é uma condição que decorre da legislação e que estava implícita na restante proposta de articulado. Em todo o caso, explicitou-se que autoconsumidor,</p>



## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

4.4 INTERRUPTÃO E DESATIVAÇÃO DA IU QUE PARTICIPA EM AUTOCONSUMO COLETIVO	
Comentários	Observações da ERSE
consequências dessa situação. No entanto, não identificamos a obrigatoriedade dos autoconsumidores coletivos celebrarem e manterem ativo um contrato com um comercializador para abastecimento das IU que lhes estão associadas explicitada na proposta. Para maior clareza, propomos a inclusão desta obrigação no artigo 5º..»	para efeitos do presente regulamento é apenas aquele que tem um contrato de fornecimento ativo.
4.5 VENDA DOS EXCEDENTES	
Comentários	Observações da ERSE
<p><b>APESF</b></p> <p>«No conceito atual, qual a base legal para uma EGAG poder faturar as respetivas tarifas de acesso (quando existam) e creditar o resultado da venda dos excedentes a cada UI? »</p>	Em relação ao comentário da APESF sobre a habilitação para a faturação das tarifas de acesso (e das receitas dos excedentes), pela EGAC às IU, remete-se a resposta para o enquadramento feito no documento justificativo desta proposta de regulamentação, onde foram feitas referências ao quadro legal que prevê que a EGAC assuma funções de relacionamento com os operadores de redes, bem como fique encarregue do relacionamento comercial a adotar para os excedentes.

## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

4.5 VENDA DOS EXCEDENTES	
Comentários	Observações da ERSE
<p><b>REN</b></p> <p>« Adicionalmente, as entidades que pretendam transacionar os excedentes através do mercado organizado ou através de contratação bilateral, deverão celebrar o Contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema..»</p>	<p>Tal como sugerido pela REN, explicitou-se no regulamento que parte do relacionamento comercial entre a entidade responsável pela integração dos excedentes em mercado e o ORT fica enquadrado pelo contrato de adesão ao mercado de serviços de sistema, bem como pela legislação e regulamentação aplicáveis.</p>

4.6 TRATAMENTO DOS DESVIOS E FIGURA DO AGREGADOR	
Comentários	Observações da ERSE
<p><b>REN</b></p> <p>« Tendo em atenção que os desvios à programação não serão exclusivamente associados aos excedentes, mas sim à carteira de produção associada, propõe-se a seguinte alteração.</p> <p>Artigo 16.º</p> <p>Redação inicial</p>	<p>A ERSE entendeu acolher a proposta da REN para evitar o possível o entendimento de que se pretendia segregar o cálculo dos desvios relativos aos excedentes do cálculo dos desvios da restante produção na carteira do agregador.</p>

## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

4.6 TRATAMENTO DOS DESVIOS E FIGURA DO AGREGADOR	
Comentários	Observações da ERSE
<p>4 - A entidade responsável pela integração dos excedentes em mercado é responsável pelos desvios às programações dos excedentes, nos termos do MPGGS.</p> <p>Proposta REN</p> <p>4 - A entidade responsável pela integração dos excedentes em mercado é responsável pelos desvios às programações dos excedentes resultantes, nos termos do MPGGS...»</p>	

4.7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR AO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP	
Comentários	Observações da ERSE
<p><b>Cláudio Monteiro</b></p> <p>«Uma solução mais adequada e robusta seria considerar uma “tarifa de selo” ou “tarifa de portagem”, como sendo a tarifa a pagar sempre que seja necessário veicular energia através de um transformador (mudança do nível de</p>	<p>Este comentário está alinhado com a abordagem de custos evitados utilizada pela ERSE.</p>

## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

<b>4.7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR AO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP</b>	
<b>Comentários</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p>tensão). Neste modelo, para veicular energia de um CEP produtor UPAC para um CEP consumidos IU deverá ser paga a tarifa associada a todos os níveis de tensão de passagem para veicular essa energia. Por exemplo, veicular energia entre dois CEP de BTN, no mesmo PT, apenas deveria pagar o uso da rede BT. No entanto, dois CEP em BTN, mesmo que geograficamente vizinhos, mas alimentados por dois PT diferentes, terão que pagar a rede de BT e a rede MT. No caso de dois CEP em BTN, mesmo que geograficamente vizinhos, alimentados por duas subestações AT diferentes, devem pagar as redes de BT, MT e AT.»</p>	<p>A discussão destas situações limite é importante, pelo que eventuais necessidades de clarificação que decorram da experiência da implementação do novo regime serão consideradas em evoluções regulamentares futuras.</p>
<p><b>APQuímica</b></p> <p>«A proposta de regulamento só considera tarifas de acesso reduzidas, pois o autoconsumo através de RESP não paga o termo de potência afeto à potência contratada para o real consumo efectuado através da RESP.»</p>	<p>A interpretação da APQuímica parece ser a de que não haverá lugar ao pagamento do termo de potência contratada em casos em que a utilização da RESP seja unicamente para veiculação do autoconsumo. Contudo, estando a IU ligada à RESP, terá que haver um contrato de fornecimento com um comercializador. Ora, conforme a opção tomada pela ERSE, a potência contratada, avaliada no consumo medido, será sempre paga pela IU, conforme se detalha no documento justificativo.</p>
<p><b>APQuímica</b></p>	<p>A situação apontada é hipotética, mas em todo o caso importa ser considerada. Nesse caso, embora parte dos custos das redes possam ter sido pagos quando</p>

<b>4.7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR AO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP</b>	
<b>Comentários</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p>Refere que pode acontecer que os autoconsumidores estejam ligados à RESP, mas nunca consumir através da RESP. Nesse caso, «têm á sua disposição a rede de distribuição com uma potência que é paga pelos utilizadores da RESP».</p> <p>«A proposta da APQuímica de modo a assegurar uma repartição mais justa dos custos incluídos nas tarifas de acesso, passa por englobar nos custos abrangidos pela proposta de regulamento, as tarifas de acesso para a potência de socorro que os auto consumidores venham a contratar com a rede de distribuição.</p> <p>Caso este englobamento não seja considerado poderemos estar perante situações em que no limite poderemos ter consumidores, que sendo autossuficientes, e não consumindo energia da rede não pagam tarifas de acesso (...)».</p>	<p>dos encargos de ligação, efetivamente poderá haver situações em que não há pagamento de tarifas de acesso às redes.</p> <p>Nas instalações em BTE e níveis de tensão superiores, uma vez que a potência contratada é determinada através dos diagramas de carga, caso a potência tomada seja nula, de facto, as tarifas de acesso serão nulas. No caso da BTN tal não sucederia, pois a potência contratada é estabelecida em escalões, pelo que pelo menos o menor escalão seria cobrado.</p> <p>Estas questões de equidade entre utilizadores de redes são relevantes para a ERSE e, embora sendo situações limite, serão consideradas em evoluções regulamentares futuras.</p>
<p><b>EDP Energias de Portugal</b></p> <p>Também assinala a questão de «o cliente beneficiar da disponibilidade da capacidade de rede, independentemente de precisar ou não de a utilizar em</p>	<p>Ver anterior.</p>

4.7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR AO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP	
Comentários	Observações da ERSE
<p>cada momento, em função de ter ou não produção própria para suprir o seu consumo».</p>	
<p><b>MEGASA</b></p> <p>«A MEGASA constata que UPAC instaladas em Muito Alta Tensão suportarão integralmente as Tarifas de Uso de Rede. Embora não seja alvo desta consulta, a MEGASA entende que para incentivo e promoção do autoconsumo deveria ponderar-se a possibilidade de uma redução ou mesmo isenção das Tarifas de Uso de Rede.»</p>	<p>Numa perspetiva de custos evitados, havendo utilização pelo autoconsumo da RESP em MAT, os custos incorridos por essa utilização devem ser suportados por quem os origina.</p>
<p><b>APREN</b></p> <p>«(iv) Pagamento da Tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos Produtores</p> <p>Os excedentes do ACC que sejam injetados na rede apenas pagarão a tarifa de Uso da Rede de Transporte desde que sejam feitos nos níveis de Média e Alta Tensão. As injeções feitas em Baixa Tensão estão isentas, o que nos parece completamente lógico pois dificilmente estas injeções realizadas na Baixa Tensão interagiriam com a rede de transporte.»</p>	<p>A ERSE esclarece que a tarifa de Uso da Rede de Transporte no âmbito desta regulamentação se aplica às quantidades dos excedentes do autoconsumo das UPAC quando esses excedentes são vendidos. Quando não há excedentes, ou, quando os haja, e não sejam vendidos, não se aplica a tarifa.</p>

4.7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR AO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP	
Comentários	Observações da ERSE
<p>«(vi) Tarifa “G” (Uso da Rede de Transporte) a aplicar aos excedentes do autoconsumo</p> <p>Os encargos com o Uso da Rede de Transporte são repartidos entre o consumo (a maior parte) e a geração (uma parcela reduzida denominada Tarifa G).</p> <p>A ERSE, suportada no Regulamento Tarifário que classifica o autoconsumo como produção em regime especial, propõe a aplicação da Tarifa G ao autoconsumo. A APREN não vislumbra o benefício da aplicação desta Tarifa às unidades de ACC que, para além da sinalização negativa que transmite a esta transição energética e que procura promover o autoconsumo, se manifesta por uma pequena expressão pecuniária que não será compensada em termos sistémicos pelo aumento de complexidade (e custos) que aporta ao sistema de contagem e faturação.»</p>	

4.8 COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>Coopérnico</b></p> <p>«Seria portanto de considerar a possibilidade da regulação permitir a agregação de vários CPE e assumir uma potência contratada única no seio de uma CER ou de um sistema de autoconsumo coletivo, como sugerido no artigo 21 da Diretiva UE relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis [...] Este tipo de ganhos poderá potenciar a viabilidade económica das CER pelo que se sugere uma revisão do documento no sentido de tornar este mercado mais propício.»</p>	<p>A agregação de potência contratada em vários CPE viola o princípio da aderência das tarifas aos custos provocados. De facto, a potência contratada de uma instalação corresponde a um serviço de disponibilidade prestado pela rede a cada instalação, não devendo ser confundido com a utilização efetiva da rede. Nesta medida, a agregação representaria uma subsidiação cruzada entre consumidores.</p> <p>A agregação de vários CPE numa CER é perfeitamente viável, quer atuando como autoconsumo coletivo, quer exercendo a atividade de comercialização. A primeira refere-se a produção para consumo na própria instalação ou na proximidade, enquanto a segunda se exerce num quadro totalmente livre de relações entre produtores e consumidores. O estabelecimento, no contexto de uma CER, de relações de partilha ou de compra e venda de energia entre produtores e consumidores fica assim assegurado, pelas várias formas acessíveis no quadro legal.</p> <p>As diretivas europeias são claras em afirmar a remoção de barreiras regulatórias a estes novos modelos de negócio e de participação no mercado,</p>



## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

4.8 COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL	
Comentário	Observações da ERSE
	mas sempre sem prejuízo dos deveres perante o sistema elétrico, nomeadamente o pagamento dos custos provocados.

4.9 ADAPTAÇÃO DOS OPERADORES DE REDE	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>EDP Distribuição</b></p> <p>«O n.º 2 do artigo 33.º estabelece que os ORD devem disponibilizar os dados de IU e UPAC de autoconsumo individual e coletivo (descritos, respetivamente, nos artigos 31.º e 32.º) até 5 dias úteis após a data da leitura, sendo definida, no n.º 2 do artigo 27.º, uma periodicidade diária para a leitura. Os dados a disponibilizar pelo ORD têm como base a recolha e tratamento de diagramas de carga de 15 minutos de consumo e produção de vários pontos, envolvendo processos de disponibilização de dados alinhados com os previstos pelo RSRI. De forma a assegurar a necessária evolução dos sistemas para acomodar este tipo de serviços, o RSRI prevê que 2020 seja um ano de aplicação transitória,</p>	<p>O Regulamento aprovado reconhece a possibilidade de simplificações pontuais e transitórias das regras definidas, de modo a compatibilizar-se com a imediata entrada em vigor.</p> <p>Em concreto, a disponibilização mensal de dados (em vez de disponibilização diária) poderá ser utilizada como solução de compromisso. Presume-se que apenas terá efeitos no segmento de BTN dado que os processos de tratamento de dados de consumo em BTE e nos níveis de tensão superiores já são diários, em Portugal continental.</p> <p>O formato e os meios eletrónicos de comunicação não são definidos em detalhe pelo regulamento do autoconsumo, nem pelo regulamento das redes</p>

4.9 ADAPTAÇÃO DOS OPERADORES DE REDE	
Comentário	Observações da ERSE
<p>no decorrer do qual a disponibilização de diagramas de carga de 15 minutos é facultativa.</p> <p>No sentido de alinhar o cumprimento das exigências desta proposta de articulado com o desenvolvimento que se encontra em curso para acomodar o RSRI, a EDP Distribuição propõe que ao longo de 2020 as disponibilizações de dados previstas nos artigos 31.º e 32.º possam ser realizadas com uma periodicidade mensal, em alinhamento com a data da leitura de ciclo do ORD. Propõe-se ainda que neste período todos os processos e disponibilizações de dados sejam suportados exclusivamente nos dados de consumo e produção após a realização do saldo quarto-horário, que seja considerado o arredondamento dos valores calculados para cada quarto de hora para um valor inteiro expresso em kW (devido ao facto de os actuais sistemas usarem uma resolução de unidade de kW) e que sejam permitidos formatos e canais não habituais para a disponibilização dos novos serviços previstos neste novo Regulamento, como por exemplo o envio de ficheiros por e-mail.»</p>	<p>inteligentes. Nesse sentido, a utilização temporária de meios de comunicação mais simples é enquadrável neste período transitório.</p> <p>As simplificações referidas neste comentário apenas podem ter lugar durante o ano de 2020, que é considerado um ano de transição na aplicação do novo regime de autoconsumo. Até lá, os operadores das redes devem assegurar a implementação completa das regras.</p>
<b>A CELER</b>	A ERSE reconhece que o modelo de dados previsto no novo regime de autoconsumo é significativamente mais exigente do que o modelo atualmente

4.9 ADAPTAÇÃO DOS OPERADORES DE REDE	
Comentário	Observações da ERSE
<p>«Começamos por referir que, em nosso modesto entender, a lei n.º 162/2019 ao obrigar a uma discriminação quarti-horária da energia está a cair num exagero que conduz a um elevadíssimo número de grandezas a tratar que não acrescentam valor e sobrecarregam os sistemas de informação.</p> <p>Na verdade, temos dificuldade em perceber a razão da lei ter exigido uma discriminação num intervalo de tempo de 15 minutos para pequenas quantidades de eletricidade, medidas em kWh, quando no MIBEL ou nos outros mercados europeus de energia, com transações de enormes volumes de eletricidade que obrigam ao recurso ao MWh (mil vezes superior) como unidade de medida, o intervalo de tempo usado é de uma hora ...»</p>	<p>em vigor para as instalações de BTN e representa, em qualquer caso, um esforço para os operadores de rede.</p> <p>No entanto, a discriminação de consumos em períodos de 15 minutos é há muito uma norma para os clientes de níveis de tensão superiores e foi também assumido recentemente, no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes.</p> <p>A regulamentação europeia fará, em breve, evoluir o período de cálculo de desvios de programação para janelas de 15 minutos.</p> <p>Os ciclos de contagem das tarifas de acesso às redes e a determinação de certas variáveis, como a potência tomada, recorrem também aos períodos de 15 minutos como unidade mínima de observação.</p>

## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

4.10 MEDIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>Conselho Tarifário</b></p> <p>«O CT sugere que a contagem dos consumos próprios seja efetuada a partir de um contador bidirecional onde será registada a produção da UPAC (excedentes), assim como os consumos próprios da UPAC (consumo).»</p>	<p>Apesar da redação inscrita no documento justificativo permitir interpretação distinta, o regulamento apenas prevê a instalação de contadores bidirecionais, pelo que se considera já acomodada esta sugestão no texto regulamentar.</p>
<p><b>Conselho Tarifário</b></p> <p>«(...) entende o CT que se justifica uma maior clareza nesta norma regulamentar. Assim sendo, deve a mesma explicitar que cabe ao respetivo autoconsumidor individual a decisão de instalar o equipamento de medição inteligente previsto na alínea a) do artigo 21.º, aplicando-se o disposto no artigo 22.º.»</p>	<p>A ERSE concorda com o comentário, tendo procedido à alteração do texto regulamentar conforme proposto.</p>
<p><b>CEVE</b></p> <p>«Convém esclarecer se este artigo e o próximo só dizem respeito aos contadores instalados no ponto fronteira das instalações de consumo/produção ou também abrange o contador previsto na alínea b) do ponto 1, do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro. Caso</p>	<p>Os referidos artigos aplicam-se a todos os equipamentos de medição a instalar em pontos de medição obrigatória, independentemente do nível de tensão e de fornecimento.</p>

4.10 MEDIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
seja essa a intenção, convém referir que também se aplica aos outros níveis de tensão BTE e MT.»	Em todo o caso, a ERSE concorda com a necessidade de tornar mais clara a redação do artigo 22.º submetido a consulta, tendo procedido à respetiva alteração do texto regulamentar.
<p><b>CEVE</b></p> <p>«O artigo não especifica a situação dos contadores prevista na alínea b) do ponto 1, do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro (No caso de autoconsumo individual, quando a IU associada à UPAC se encontre ligada à RESP e a potência instalada seja superior a 4 kW).»</p>	<p>Em relação ao equipamento de medição da produção total associado a uma UPAC individual, o Decreto-Lei n.º 162/2019 estabelece, na alínea b) do n.º 1 do artigo 16.º, que a sua instalação é obrigatória sempre que a potência instalada da UPAC seja superior a 4 kW, não conferindo ao autoconsumidor qualquer poder de decisão. Adicionalmente, faz-se notar que, na perspetiva do setor elétrico, esta medição serve, fundamentalmente, propósitos estatísticos, porquanto tem lugar num ponto interno.</p> <p>O n.º 2 do artigo 23.º do articulado submetido a consulta aplica-se exclusivamente ao equipamento de medição a instalar na fronteira da instalação de utilização, nas situações em que a potência instalada da UPAC é igual ou inferior a 350 W e não haja contrato de venda do excedente.</p> <p>A ERSE procedeu à alteração do texto regulamentar de modo a tornar mais claro o âmbito de aplicação da norma em causa.</p>

## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

4.10 MEDIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>CEVE</b></p> <p>«No caso de ser possível e se não houver necessidade de substituição do equipamento, o procedimento de parametrização previsto no GMLDD, deverá ser realizado remotamente, sendo salvaguarda a possibilidade de ação local no caso de falha da ação remota. (Artigo 39.º do RSRI)»</p>	<p>Entende-se que a remissão para o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados dos procedimentos a adotar para a verificação dos equipamentos de medição é adequada, replicando a formulação adotada no RSRI (artigo 37.º).</p> <p>Faz-se notar que o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados prevê que os operadores das redes possam proceder à realização de verificações remotas, sempre que aplicável e que, em caso de não conformidade, seja desencadeada uma deslocação ao local.</p>
<p><b>CEVE</b></p> <p>«Face ao exposto, é nosso entendimento que deve ser especificado que o contador a instalar, deve responder as definições técnicas em vigor no ORD, pois só assim será garantido o bom funcionamento de todo o sistema, sem custos acrescidos de compatibilização.»</p>	<p>É também esse o entendimento da ERSE, que concorreu para que o regulamento estabelecesse que a instalação dos equipamentos de medição, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 162/2019, fosse da exclusiva responsabilidade dos operadores das redes.</p> <p>Contudo, e uma vez que a proposta inicial foi alterada de modo a prever que os autoconsumidores sejam totalmente responsáveis pela instalação dos equipamentos de medição associados às UPAC em autoconsumo individual, a ERSE concorda com a relevância de divulgação pelos operadores das redes dos requisitos de interoperabilidade e, se for o caso, da lista de equipamentos de medição qualificados, para efeitos de informação ao consumidor.</p>

4.10 MEDIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>Coopérnico</b></p> <p>«No Artigo 21º c) refere-se a necessidade de medição para casos de potência instalada superiores a 4kW. Atendendo aos custos inerentes a estes equipamentos considera-se que o limiar de potência definido é muito baixo. Considerando a pré-existência de limiares definidos no âmbito do Artigo 3º ponto 2 do DL 162/2019, sugere-se que a obrigatoriedade deste tipo de equipamentos alinhe pelo limiar de 30kW de potência instalada.»</p>	<p>A referida disposição regulamentar decorre diretamente do previsto na alínea b) do n.º 1 do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 162/2019.</p>
<p><b>Coopérnico</b></p> <p>«... caso um cliente pretenda avançar com a instalação custeando o equipamento, qual a tramitação do pedido? Quais os prazos e entidades envolvidas? Quais as sanções e entidades de recurso em caso de incumprimento?»</p>	<p>Nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 162/2019, a tramitação dos pedidos de registo, licenciamento e demais procedimentos para a gestão e controlo da atividade do autoconsumo tem lugar através do Portal do Autoconsumo, competindo à Direção-Geral de Energia e Geologia a sua criação, manutenção, gestão e operação.</p>
<p><b>EDP Distribuição - Energia</b></p> <p>«A proposta de articulado estabelece ainda que, nos casos em que a instalação de um equipamento de medição inteligente não esteja planeada num prazo de</p>	<p>A regulamentação não impõe ao consumidor a obrigação de adquirir o equipamento de medição junto do respetivo operador da rede. O consumidor, em princípio, concretiza essa aquisição pela via que lhe garanta o menor encargo.</p>

4.10 MEDIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>4 meses após o pedido do autoconsumidor, este é responsável pela aquisição do equipamento. No entender da EDP Distribuição, a aquisição do equipamento ao ORD (a preço regulado nos casos da BTN) é a opção mais favorável para o autoconsumidor e para o SEN, na medida em que agiliza e torna mais eficiente a integração dos equipamentos nos sistemas do ORD.»</p>	<p>A dimensão da compatibilização e integração dos equipamentos de medição a adquirir pelos consumidores crê-se coberta pelo regulamento através, quer do estabelecimento das características dos equipamentos de medição, quer da responsabilidade pela instalação atribuída aos operadores das redes. Adicionalmente, passa a estar prevista no regulamento a divulgação pelos operadores das redes dos requisitos de interoperabilidade e, se for o caso, da lista de equipamentos de medição qualificados.</p>
<p><b>EDP Distribuição - Energia</b></p> <p>«Da interpretação da proposta de articulado depreende-se que os equipamentos de medição associados a UPAC de instalações já existentes ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, passem a ser explorados pelo ORD. A EDP Distribuição entende que é necessário assegurar que estas instalações oferecem as condições de acesso adequadas a uma eficiente intervenção por parte do ORD e que cumprem as regras previstas pela DGEG. A EDP Distribuição propõe, por isso, que a aceitação destes equipamentos seja condicionada à avaliação destas condições no terreno, por parte do ORD.»</p>	<p>Nos termos da regulamentação que a ERSE irá aprovar, a integração de equipamentos de medição no parque dos operadores das redes deve cingir-se aos que se encontram instalados em pontos de fronteira com a rede interna ou com a RESP, admitindo-se que não existam equipamentos de medição associados a UPAC ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014, nestas circunstâncias (o diploma é referente apenas a autoconsumo individual). Ou seja, os equipamentos de medição da produção total em autoconsumo individual permanecem na esfera do autoconsumidor, como até aqui.</p> <p>Sem prejuízo do referido anteriormente, a leitura dos equipamentos de medição é da responsabilidade dos operadores das redes e os quadros</p>



## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

4.10 MEDIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>legislativo e regulamentar mantêm os princípios aplicáveis ao anterior regime de autoconsumo individual, de que são exemplo o direito de acesso pelos operadores das redes aos equipamentos de medição ou a obrigação de integração desses equipamentos no respetivo sistema de telecontagem.</p> <p>No novo regime de autoconsumo, a verificação da operacionalidade dos equipamentos de medição da produção total pelo ORD é condição para a conclusão do processo de licenciamento. No entanto, para os autoconsumidores pré-existentes, a responsabilidade do ORD pela obtenção das leituras deve ter em conta a existência dessas condições de operacionalidade.</p>
<p><b>EDP Distribuição - Energia</b></p> <p>«O n.º 2 e o n.º 3 do artigo 22.º da proposta de articulado estipulam que, nos casos em que os autoconsumidores são responsáveis pelos encargos associados à aquisição dos equipamentos de medição, é aplicado, para as instalações BTN, o preço regulado estabelecido na alínea d) do n.º 1 do artigo 33.º do RSRI. A EDP Distribuição assume que daqui se poderá depreender que, pelo menos para as instalações BTN, o equipamento a adquirir pelo</p>	<p>Sem prejuízo de, quando o consumidor opta por adquirir o equipamento de medição junto do operador da rede, o preço por este cobrado ser, no caso da BTN, um preço regulado, nada impede o consumidor de adquirir o equipamento por outra via (em particular, se essa via lhe permitir uma redução com o encargo de aquisição).</p> <p>A dimensão da compatibilização e integração dos equipamentos de medição a adquirir pelos consumidores crê-se coberta pelo regulamento através, quer do</p>

## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

4.10 MEDIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>autoconsumidor fará parte da lista de equipamentos qualificados pelo ORD, propondo que o articulado clarifique este entendimento, bem como a extensão da sua aplicação aos restantes níveis de tensão.»</p>	<p>estabelecimento das características dos equipamentos de medição, quer da responsabilidade pela instalação atribuída aos operadores das redes. Adicionalmente, passa a estar prevista no regulamento a divulgação pelos operadores das redes dos requisitos de interoperabilidade e, se for o caso, da lista de equipamentos de medição pré-qualificados.</p> <p>A tabela apresentada no ponto 5.4.1 deste documento concretiza o modelo de repartição de encargos entre operadores das redes e consumidores relativamente aos equipamentos de medição, em função do ponto de medição e do nível de tensão.</p>
<p><b>Enforce</b></p> <p>«Dada a complexidade de algumas UPACs é mais eficiente ligar em mais do que um ponto na IU, a injeção de energia gerada. Deve ser prevista esta possibilidade, dotando a IU de um sistema de medição inteligente de contagem de energia. Nas UPACs em que exista a possibilidade de injeção na IU, em mais do que 1 ponto, deve ser exigido um sistema de medição inteligente, que permita obter e comunicar o total da energia produzida e autoconsumida, pela IU.»</p>	<p>A questão suscitada, em termos do espírito do regulamento, corresponde ao regime de autoconsumo individual e, para este regime, o próprio Decreto-Lei n.º 162/2019 isenta o autoconsumidor de instalar equipamento de medição associado à UPAC sempre que a respetiva potência instalada seja inferior ou igual a 4 kW. Com efeito, na perspetiva do setor elétrico, esta medição serve, fundamentalmente, propósitos estatísticos, porquanto tem lugar num (ou vários) ponto(s) interno(s). Ora, nesta circunstância, conclui-se não dever o regulador setorial impor um encargo adicional decorrente da instalação de um equipamento totalizador.</p>

## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

4.10 MEDIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>Adicionalmente, cabe referir que o Regulamento Técnico e de Qualidade, da DGEG, estabelece que, quando existem várias unidades de produção, a contagem é igual ao somatório da energia de cada contador de produção, prevendo-se a possibilidade de instalação de um equipamento concentrador para obviar os casos em que o operador de rede não consiga agregar as contagens parciais.</p> <p>Em todo o caso, sem prejuízo do referido anteriormente, a proposta submetida a consulta não impede a existência de múltiplos pontos de injeção.</p>
<p><b>GALP</b></p> <p>«Prevê-se que sejam os autoconsumidores a suportar os encargos com aquisição dos equipamentos de medição a instalar na UPAC. Propomos que, no caso do autoconsumo coletivo, seja a EGAC a entidade a relacionar-se com o ORD para operacionalizar o pagamento deste encargo, uma vez que é esta a entidade que centraliza as interações com os diferentes autoconsumidores/IU.»</p>	<p>A proposta regulamentar não impede nem impõe a adoção do relacionamento comercial referido.</p>

## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

4.10 MEDIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>Grupo informal Meetup – Comunidades de Energia Renovável</b></p> <p>«O encargo com o contador tem um peso relativo nas pequenas instalações que não é desproporcionado levando muitas vezes à inviabilidade global do investimento na UPAC.</p> <p>Uma vez que para instalações de até 30kW apenas é exigido um aviso prévio para a sua instalação parece-nos sensato que estas também estejam desoneradas da instalação do contador, sendo que para efeitos estatísticos a produção destas UPAC individuais pode ser aferida com base em dados meteorológicos.»</p>	<p>A referida disposição regulamentar decorre diretamente do previsto na alínea b) do n.º 1 do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 162/2019.</p>
<p><b>Soluso</b></p> <p>«Nas instalações com uma potência menor que 4kW o saldo de autoconsumo e excedente por parte do autoconsumidor individual será feita através dos dados recolhidos no equipamento de medição da IU, pelo que é descrito no regulamento. Sendo assim, concluímos que um autoconsumidor que celebre um contrato de venda de excedente não terá de ter nenhum equipamento extra de medição.</p>	<p>Para instalações de autoconsumo individual, o apuramento do saldo quater-horário entre consumo da rede e injeção na rede é feito com base no equipamento de medição na fronteira da instalação de utilização com a rede interna ou com a RESP.</p> <p>O referido anteriormente não prejudica que, nos termos previstos na alínea b) do n.º 1 do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 162/2019, a instalação de um</p>

## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

4.10 MEDIÇÃO	
Comentário	Observações da ERSE
Se esta conclusão estiver correcta , no nosso ponto de vista é uma medida positiva para trazer uma maior rentabilidade ao investimento dos autoconsumidores.»	equipamento de medição associado a uma UPAC individual seja obrigatória sempre que a potência instalada dessa UPAC seja superior a 4 kW.
4.11 LEITURA	
Comentário	Observações da ERSE
<b>Conselho Consultivo</b> «Neste contexto, a regulamentação deverá prever a obrigação de os ORD prestarem informação sobre as condições e requisitos técnicos necessários à integração dos equipamentos de medição nos seus sistemas de telecontagem, sempre que tal lhes seja solicitado.»	A ERSE concorda com o comentário apresentado, tendo alterado o articulado em conformidade.
<b>APESF</b> «Não entendemos o motivo de manter-se um monopólio nas contagens de energia. Recomendamos que as contagens internas a uma rede de	O modelo de responsabilidades adotado no regulamento decorre diretamente do previsto no n.º 4 do artigo 16.º do Decreto-Lei n.º 162/2019.

## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

4.11 LEITURA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>autoconsumo coletivo (e CER) deveriam ser da responsabilidade da EGAC. O Operador de Rede deveria ter apenas a responsabilidade de contagem e do(s) respetivo(s) contador(es) totalizadores de interface com a RESP. Como a responsabilidade de gerir o autoconsumido coletivo (potenciar e energia autoconsumida, convergir sinergia, efetuar a divisão e faturação dos proveitos e respetivos custos, melhoria de eficiência, etc...) é da EGAC, esta gestão ativa e dinâmica só é possível com acessos diretos à contagem e em “tempo real”. Se o “negócio/gestão” é da EGAC, as contagens internas deveriam ser da responsabilidade da EGAC. O desenho atual faz com que o “negócio/gestão” das EGAC’s, dependa das contagens de uma entidade terceira: o Operador de Rede.»</p>	
<p><b>CEVE</b></p> <p>«Para este ponto propomos a seguinte redação: A leitura dos equipamentos de medição referidos no número anterior deve ser feita de forma remota e com periodicidade mínima diária, desde que a IU esteja integrada numa rede inteligente .»</p>	<p>A integração em rede inteligente, nos termos previstos no RSRI, é uma opção dos operadores das redes que, quando concretizada, pressupõe a disponibilização de um conjunto alargado de serviços. No caso do regime estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, é condição necessária a existência de sistemas de contagem inteligentes, não existindo qualquer obrigação de integração em redes inteligentes, como definida no RSRI.</p>

## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

4.11 LEITURA	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>Sendo o Decreto-Lei n.º 162/2019 de implementação obrigatória pelos operadores de rede, a recolha e tratamento de dados de 15 minutos para autoconsumo é o modelo base. A recolha remota destes dados é a solução mais eficiente para o serviço.</p>
<p><b>CEVE</b></p> <p>«A expressão “designadamente para efeitos de leitura” deve ser retirada pois o ORD pode ter que aceder ao equipamento de medição por outras razões; parametrização, verificação técnica das ligações do equipamento e/ou despiste de eventual fraude.»</p>	<p>A redação do artigo referido foi alterada, no sentido da remissão mais abrangente para a legislação e regulamentação aplicáveis.</p>
<p><b>EDP Distribuição - Energia</b></p> <p>«A instalação do equipamento de medição inteligente não significa, por si só, a sua entrada em telegestão de forma imediata, uma vez que a possibilidade de utilização do meio de comunicação destes equipamentos (PLC) depende da densidade de equipamentos instalados na rede envolvente. Por este motivo, a EDP Distribuição propõe que seja salvaguardado um período de 2 meses após</p>	<p>O Decreto-Lei n.º 162/2019 estabelece o prazo máximo de 4 meses para instalação dos sistemas de contagem pelos operadores das redes (a contar da data do pedido). Sendo claro que só com os equipamentos de medição em operação remota se torna possível a implementação da legislação e regulamentação aplicáveis ao autoconsumo, esse prazo deve ser entendido como o máximo necessário para que se dê cumprimento pleno às regras aprovadas.</p>

## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

4.11 LEITURA	
Comentário	Observações da ERSE
a instalação dos equipamentos, para que seja garantida a entrada do equipamento em operação remota (telegestão).»	

4.12 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>CEVE</b></p> <p>«Afigura-se-nos que esta alínea apenas se aplica às ligações em BTE e MT, uma vez, que os atuais contadores de BTN, não registam os dados da potência reativa.</p> <p>A manter a atual redação, parece-nos existir uma incoerência entre este documento e o artigo 31.º do RSRI que refere que os ORD BT devem recolher diariamente:</p> <p>a) Os diagramas de carga de potência ativa consumida da rede.</p> <p>b) Os diagramas de carga de potência ativa injetada na rede.»</p>	<p>Com efeito, a alínea b) do n.º 2 do artigo 31.º da proposta de articulado submetida a consulta, que refere a disponibilização ao comercializador do diagrama de carga da potência reativa da instalação individual de utilização, exclui as instalações em BTN.</p> <p>Contudo, essa exclusão não resulta de limitações dos equipamentos de medição, mas sim do facto de não haver faturação de reativa em BTN, pelo que, atento o princípio de limitar os dados a disponibilizar a cada interveniente aos estritamente necessários para o cumprimento das suas obrigações, se exclui esse fluxo de informação.</p>



4.12 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>Em relação à referência ao artigo 31.º do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, cabe referir que a sua aprovação teve lugar antes da publicação do Decreto-Lei n.º 162/2019.</p> <p>Em relação à articulação entre as regras do RSRI e as do presente regulamento, para efeitos das instalações de autoconsumo, o articulado a aprovar estabelecerá que devem ser observadas as regras previstas no RSRI, exceto na condição de sobreposição com as regras previstas no presente regulamento (sendo exemplo desta situação o tratamento de dados com base em saldos de consumo/injeção).</p>
<p><b>Coopérnico</b></p> <p>«A entrada em vigor do DL 162/2019 implica a recolha, armazenamento e tratamento de grandes quantidades de dados sobre consumo e produção através dos contadores inteligentes, propriedade da EDP Distribuição. Nesse sentido, é necessário advertir para a necessidade de cumprimento dos trâmites legais sobre a proteção de dados que são transmissíveis no âmbito destas operações, nomeadamente garantir que estes contadores possuem a capacidade necessária para salvaguardar a segurança de dados.»</p>	<p>A ERSE concorda em absoluto com o comentário apresentado, importando referir que as características dos equipamentos de medição e o quadro normativo geral aplicável aos dados de autoconsumo decorrem do estabelecido no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, cuja aprovação foi precedida de intensa e prolífica discussão relativamente à segurança e proteção de dados.</p>

4.12 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>Soluso</b></p> <p>«Este é um comentário geral pelas diversas funções que são colocadas na responsabilidade do ORD. Em todo o documento são referidas as diversas funções que o ORD terá em relação aos intervenientes no autoconsumo, seja ele individual ou colectivo, com ou sem venda de excedente.</p> <p>Tendo em conta todas as responsabilidades e serviços extra, terão estas funções do ORD custos acrescentados para o autoconsumidor? Quem será responsável pelo pagamento dos custos de tratamento de dados e comunicação dos mesmos?»</p>	<p>Os estatutos da ERSE atribuem-lhe a responsabilidade pela criação de condições que permitam o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas, desde que estas sejam geridas de forma adequada e eficiente.</p> <p>A evolução dos custos da atividade de distribuição reflete um conjunto de fatores, endógenos e exógenos à gestão dos ORD, com impactes diferentes e, frequentemente, interrelacionados.</p> <p>Deste modo, os eventuais custos acrescentados decorrentes da atribuição desta responsabilidade aos ORD deverão ser analisados num quadro global, que considera as características da atividade de distribuição, a evolução do seu contexto e o desempenho dos ORD num contexto de promoção da gestão eficiente.</p> <p>Sem prejuízo do referido anteriormente, o regulamento estabelece que os dados devem ser disponibilizados pelos operadores das redes de forma gratuita.</p>
<p><b>EDP Energias de Portugal e EDP Comercial</b></p>	<p>Salvo se expressamente referido em contrário no regulamento, os diagramas a disponibilizar resultam do saldo quarti-horário entre consumo e injeção.</p>

4.12 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS	
Comentário	Observações da ERSE
«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.»	
<p><b>EDP Energias de Portugal e EDP Comercial</b></p> <p>«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.»</p>	Por carteiras de comercialização fechadas deve entender-se a disponibilização pelos operadores das redes aos comercializadores dos dados definitivos mensais (Consumo Discriminado Agregado Definitivo), nos termos estabelecidos regulamentarmente (em concreto, no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados e no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica).
<p><b>Grupo informal Meetup – Comunidades de Energia Renovável</b></p> <p>«Comentário: O operador de rede deverá disponibilizar o diagrama de carga independentemente das condições de instalação da IU em oposição ao apresentado no ponto 2 alínea a) que excepciona as IU em BTN, dado que também essas estarão apetrechado de contador inteligente.»</p>	<p>A informação prevista na alínea a) do n.º 2 do artigo 31.º submetido a consulta, referente ao autoconsumo coletivo, só é necessária para os comercializadores para efeitos de faturação de reativa, sendo que, em BTN, não se aplica.</p> <p>Para efeitos de faturação da energia ativa pelos comercializadores, releva a alínea b) do n.º 2 do mesmo artigo 31.º.</p>

4.12 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>EDP Distribuição - Energia</b></p> <p>«O n.º 1 do artigo 33.º do articulado proposto determina a utilização das regras descritas no GMLDD para o tratamento de anomalias, mas não contempla as especificidades deste Regulamento. Neste sentido, a EDP Distribuição propõe que sejam aplicadas as seguintes regras: (...)»</p>	<p>A ERSE concorda com a explicitação no regulamento das regras a aplicar para estimativa dos dados a disponibilizar, em caso de anomalia.</p> <p>Nessa medida, foi introduzido no articulado o princípio de que estimativas de dados de consumo são realizadas em observação das regras previstas no GMLDD, em função dos níveis de tensão e de fornecimento, e estimativas de dados de injeção são sempre de valor nulo.</p>
<p><b>SU Eletricidade</b></p> <p>«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”. É necessário clarificar o que se entende por “carteiras de comercialização não fechadas”.»</p>	<p>Por carteiras de comercialização fechadas deve entender-se a disponibilização pelos operadores das redes aos comercializadores dos dados definitivos mensais (Consumo Discriminado Agregado Definitivo), nos termos estabelecidos regulamentarmente (em concreto, no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados e no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica).</p>
<p><b>Watt-IS</b></p> <p>« Dado que, com a instalação dos contadores inteligentes na IU's pertencentes a um autoconsumo coletivo ou CER, os diagramas de carga quarti-horários, deverão já ser recolhidos pelo operador de rede, não se entende a não</p>	<p>A informação prevista na alínea a) do n.º 2 do artigo 31.º submetido a consulta, referente ao autoconsumo coletivo, só é necessária para os comercializadores para efeitos de faturação de reativa, sendo que, em BTN, não se aplica.</p>

## SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS

4.12 DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS	
Comentário	Observações da ERSE
disponibilização dos mesmos à comercializadora que fornece cada uma das IU's.»	Para efeitos de faturação da energia ativa pelos comercializadores, releva a alínea b) do n.º 2 do mesmo artigo 31.º.

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel.: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

