

# CONSULTA PÚBLICA 135

## RELATÓRIO

Regulamentação do regime jurídico da mobilidade elétrica, Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto

SETOR MOBILIDADE ELÉTRICA





## ÍNDICE GERAL

<b>1</b>	<b>ENQUADRAMENTO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS.....</b>	<b>4</b>
2.1	Apreciação geral .....	4
2.2	Aspetos principais da proposta .....	4
2.2.1	Regime transitório .....	4
2.2.1.1	Proveitos da EGME .....	5
2.2.1.2	Faturação das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica durante o período transitório .....	6
2.2.1.3	Operacionalização do novo regime de mobilidade elétrica .....	8
2.2.2	Pontos de carregamento ligados a instalações elétricas não exclusivas para a mobilidade elétrica .....	9
2.2.3	Regras de aplicação das tarifas de acesso às redes e preços.....	15
2.2.3.1	Faturação da potência contratada e da energia reativa .....	17
2.2.3.2	Características tarifárias .....	23
2.2.3.3	Impactos do fim das TAR ME .....	25
2.2.3.4	Preço Regulado dos Equipamentos de medição.....	28
2.2.4	Consequências de falta de pagamento de montantes resultantes de contratos de fornecimento em pontos de entrega internos .....	30
2.2.5	Participação em autoconsumo .....	33
2.2.6	Qualidade de serviço comercial.....	35
2.2.7	Qualidade de serviço técnica.....	38
2.2.8	Monitorização do funcionamento de mercado .....	39
2.2.9	Enquadramento Regulamentar dos Prestadores de Serviços de Mobilidade Elétrica (PSME) .....	42
2.2.10	Interoperabilidade .....	43
2.2.11	Transparência de preços.....	45
2.2.12	Informação pública .....	47
2.2.13	Prestação de serviços à rede .....	49
2.2.14	Medição em CC.....	51
2.2.15	Prazo para entrada em vigor das alterações ao RAC, RQS, GMLDD.....	52
2.3	Comentários específicos.....	53
2.3.1	Ligações .....	54
2.3.2	Pontos de carregamento ligados a instalações elétricas não exclusivas para a mobilidade elétrica .....	55
2.3.3	Período de regulação.....	64
2.3.4	Utilização do espaço público .....	64
2.3.5	Tempo de resposta a incidentes e avarias .....	66
2.3.6	Outros.....	67

<b>ANEXOS.....</b>	<b>71</b>
I.      Lista de siglas e acrónimos .....	73

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Modelo de participação em autoconsumo .....	35
--	----

## 1 ENQUADRAMENTO

Nos termos do Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto, a ERSE colocou em consulta pública a proposta de regulamentação do novo regime jurídico da mobilidade elétrica, onde é proposta a alteração do Regulamento de Mobilidade Elétrica (RME), do Regulamento do Autoconsumo do setor elétrico (RAC), do Regulamento da Qualidade de Serviço dos setores elétrico e do gás (RQS) e do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico (GMLDD).

A consulta decorreu entre os dias 14 de outubro e 25 de novembro de 2025, tendo sido dado conhecimento da mesma ao Governo e à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e solicitado parecer ao Conselho Consultivo e ao Conselho Tarifário da ERSE. Adicionalmente, tratando-se de uma proposta regulamentar com incidência no tratamento de dados pessoais, o projeto de articulado e o respetivo documento justificativo foram remetidos à Comissão Nacional de Proteção de Dados (CNPd), nos termos do disposto no n.º 4 do Artigo 36.º do Regulamento Geral de Proteção de Dados (RGPD) <sup>1</sup>.

Para além dos pareceres do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE, e de cinco contributos cujos autores solicitaram confidencialidade, foram recebidos comentários por parte das seguintes 36 entidades (listadas por ordem alfabética):

- Acciona Recarga Portugal
- ACEMEL – Associação dos Comercializadores de Energia no Mercado Liberalizado
- AGEFE – Associação Empresarial dos Sectores Eléctrico, Electrodoméstico, Fotográfico e Electrónico
- AMME – Associação para a Modernização da Mobilidade Elétrica
- AMT – Autoridade da Mobilidade e dos Transportes
- APOCME – Associação Portuguesa de Operadores e Comercializadores de Mobilidade Elétrica
- APVE – Associação Portuguesa do Veículo Elétrico
- Atlante Infra Portugal, S.A.
- CEVE – Cooperativa Elétrica de Vale d’Este
- Coopérnico

---

<sup>1</sup> [Regulamento \(UE\) 2016/679](#) do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de abril de 2016, relativo à proteção das pessoas singulares no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais e à livre circulação desses dados

- DECO
- E-REDES – Distribuição de Energia, S.A.
- EDA – Electricidade dos Açores, S.A.
- EDP S.A.
- EEM – Empresa de Electricidade da Madeira, SA.
- Elergone Energia, S.A.
- EMACOM, Lda.
- Enercom, Lda.
- EVIO – Electrical Mobility, S.A.
- Galp Energia, SGPS, S.A.
- Gold Energy – Comercializadora de Energia, S.A.
- Greenvolt – Energias Renováveis, S.A.
- Iberdrola BP pulse
- LP Consultores
- Moeve
- Pollen Energy
- Power Dot, S.A.
- Mota Engil Remo Charging
- REN Serviços, S.A
- REPSOL
- SIVA Moon
- TLDR (Particular)
- Usenergy, Lda.
- UVE – Associação de Utilizadores de Veículos Eléctricos
- Via Verde
- WOWplug, Lda.

Os comentários recebidos e não confidenciais são publicados na página de internet da ERSE. Todos os contributos recebidos foram ponderados na decisão final, que se apresenta de forma justificada neste relatório.



## **2 SÍNTESE E PONDERAÇÃO DOS COMENTÁRIOS RECEBIDOS**

### **2.1 APRECIÇÃO GERAL**

Os comentários recebidos incidiram sobre os diversos temas abordados na consulta pública. Em especial, os temas mais comentados estão relacionados com a instalação de pontos de carregamento em pontos de entrega não exclusivos para a mobilidade elétrica. Nestes comentários foram identificados pedidos de esclarecimento adicional sobre o funcionamento destes modelos e as possibilidades de contratação, para além de ser identificada a necessidade de, entre outros temas, detalhar regras de leitura dos contadores, prazos para instalação dos pontos de medição, regras de aplicação das tarifas de acesso às redes e preços, a interoperabilidade entre os agentes do setor e o detalhe da qualidade de serviço, em particular nas obrigações do atendimento telefónico e reclamações.

As propostas foram bastante comentadas, sendo de destacar o sentido geral dos comentários de não concordância com alguns dos temas principais, destacando-se a faturação da potência contratada da totalidade dos consumos apenas no ponto de interligação com a rede e a participação limitada dos pontos de entrega internos em autoconsumo, apesar da simplificação do funcionamento e implementação dos modelos propostos.

### **2.2 ASPETOS PRINCIPAIS DA PROPOSTA**

#### **2.2.1 REGIME TRANSITÓRIO**

Na sua proposta, a ERSE expressou o entendimento de que, até ao fim do regime transitório previsto no RJME, se mantém em vigor o atual funcionamento das regras aplicáveis à mobilidade elétrica, previamente à entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto, para as entidades que se mantenham naquele regime.

Decorrente das alterações, de estrutura e redação, necessárias ao regulamento de mobilidade elétrica considerou-se que a reformulação do regulamento era a opção que simplificava a leitura e a redação, reduzindo a probabilidade de erro num processo finalizado num tempo muito curto. Identificou-se ainda a necessidade de remover alguns artigos que constavam no documento submetido a consulta pública que já

se encontravam revogados ao abrigo do disposto do artigo 238.º do [Regulamento n.º 785/2021](#), de 23 de agosto ([Consulta Pública n.º 101](#)).

Assim, a ERSE optou pela reformulação do regulamento de mobilidade elétrica, revogando o anterior, apesar de, como referido, manter em regime transitório as atuais disposições aplicáveis aos pontos de carregamento integrados na plataforma de gestão da rede de mobilidade elétrica, operada pela EGME.

#### 2.2.1.1 PROVEITOS DA EGME

##### **Proposta submetida a consulta**

Na sua proposta, a ERSE expressa que os artigos referentes aos proveitos da EGME se mantêm durante o regime transitório e que, após o seu término, caberá ao acionista Estado Português o acerto final dos encargos relativos a 2025 e 2026, conciliando os custos incorridos pela EGME e as receitas recuperadas pelas tarifas, de forma a assegurar, se necessário, o equilíbrio económico-financeiro da atividade.

##### **Comentários recebidos**

O CT e o CC concordam com o entendimento da ERSE sobre a responsabilidade do acionista da EGME, o Estado Português, em assegurar o equilíbrio económico-financeiro da EGME após o fim do regime transitório.

Adicionalmente, o CT considera fundamental que seja feito um acompanhamento contínuo dos indicadores da atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica (GOME), bem como o seu reporte junto do acionista.

##### **Decisão**

Tendo em conta o sentido favorável dos comentários recebidos, a ERSE mantém, sem alterações, a proposta de assegurar a sustentabilidade da EGME até ao fim do regime transitório, cabendo, a partir desse momento, ao acionista (Estado Português) assegurar o equilíbrio económico-financeiro da atividade.

Relativamente à monitorização da atividade GOME durante o ano de 2026 e o seu reporte ao acionista, acolhe-se a recomendação do CT e informa-se que se procederá a uma monitorização regular do desempenho económico da atividade regulada ao longo de 2026, comunicando ao acionista da MOBI.E (Estado Português) sempre que tal se revele necessário.

## 2.2.1.2 FATURAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA DURANTE O PERÍODO TRANSITÓRIO

### Comentários recebidos

A AGEFE defende que, no regime transitório, as tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica (TAR ME) devem ser aplicadas de forma igualitária, eliminando a distinção para postos ainda ligados à antiga rede de mobilidade elétrica, operada pela EGME, sob pena de discriminação injustificada de operadores. A ENERCOM entende que as TAR ME não devem permanecer nos postos ainda ligados à EGME, pelo facto de tal ser discriminatório dos operadores que ainda não tenham meios técnicos ou interligações efetuadas entre outros OPC ou PSME.

A AMME refere que há um modelo alternativo para tratar os pontos com consumo não exclusivos para a mobilidade elétrica, que entende não estar contemplada na proposta da ERSE. Em particular, sugere a introdução de regras que permitam a revenda. No regime sugerido, a contagem seria gerida por quem necessita de recomprar a energia ao revendedor, sem ter por base uma oferta de um CSE, nem a aplicação de TAR ME.

A Powerdot e a Mota Engil Remo Charging defendem a possibilidade de implementação de um modelo «híbrido» durante o período transitório, no qual os carregamentos que recorressem a CEME seriam contabilizados no modelo centralizado e teriam a energia aprovionada pelo CSE do CEME que suportaria as TAR ME correspondentes, enquanto os restantes carregamentos seriam contabilizados como consumo do OPC.

A E-REDES faz notar que, no Documento Justificativo da consulta, a ERSE refere que a aplicação do modelo transitório pressupõe que todos os pontos de carregamento internos à instalação de consumo principal estão desintegrados da plataforma EGME, não sendo possível a coexistência, dentro de uma mesma instalação de consumo, de postos associados à EGME e de postos independentes da EGME. A E-REDES refere que, tendo em conta a complexidade e os custos associados à implementação deste cenário de coexistência dos dois regimes na mesma instalação de consumo, concorda com a abordagem proposta pela ERSE, recomendando, ainda assim, a sua explicitação na versão final do articulado.

### Decisão

Apesar de se compreender o comentário da AGEFE, entende-se que a previsão, por parte do legislador, de um período transitório serviu, precisamente, para i) que os OPC possam ter em conta, relativamente à

construção de novos pontos, o tempo máximo de aplicabilidade das TAR ME, e ii) permitir um período de adaptação aos OPC relativamente aos pontos existentes que ainda estão ligados à EGME.

A ERSE entende que não é exequível a proposta da AGEFE de eliminar a aplicação das TAR ME aos OPC que se mantenham na EGME. As TAR ME fazem parte da arquitetura do anterior RJME, pelo que a sua eliminação tornaria inoperacional o funcionamento do regime transitório previsto na lei.

Relativamente ao comentário da AMME, a ERSE recorda que o modelo do ponto de medição interno não foi proposto como uma obrigação, mas antes como uma possibilidade, conforme se refere no [Documento Justificativo](#) da consulta. No referido documento, foram identificadas e descritas as situações, que não carecem de regulamentação por parte da ERSE, e que não passam pela adoção do *sub-metering*. Nestas situações, cabe às partes a definição das regras contratuais que entendam por necessárias para a utilização dessa instalação.

A ERSE afasta a possibilidade de aplicação de um modelo híbrido, como o proposto pela Powerdot e pela Mota Engil Remo Charging, por dois motivos:

Por um lado, o RJME estabelece que cabe ao OPC definir os pontos que quer desintegrar da plataforma da EGME, pelo que não pareceria lógica a existência de pontos que, simultaneamente, tivessem carregamentos através da EGME e carregamentos fora da EGME. O racional do diploma parece ter sido no sentido de o OPC decidir o momento de saída da EGME, podendo fazê-lo de forma faseada para alguns dos seus pontos.

Por outro lado, a proposta de modelo híbrido, seria geradora de uma maior complexidade na adaptação de sistemas, uma vez que obrigaria a integrar dois diagramas de consumo distintos por cada ponto de carregamento (um diagrama apurado pela EGME para os carregamentos via CEME, e outro diagrama apurado pelo ORD como diferença entre o consumo total do ponto de carregamento e o diagrama fornecido pela EGME) que, por sua vez, iriam ser considerados para deduzir ao diagrama de consumo da instalação principal. Tal esforço de adaptação não se justifica, face ao custo adicional que representaria e ao período relativamente curto que se prevê para a duração do período transitório.

Finalmente, a ERSE referiu no Documento Justificativo da Consulta que se pressupunha que as instalações de consumo com pontos de medição internos autónomos não poderiam ter parte desses pontos integrados na EGME e parte desintegrados, pela complexidade adicional que tal possibilidade geraria. A E-REDES sugere que essa regra, que constou da proposta da ERSE, possa ser inscrita no articulado do RME por razões de maior certeza e segurança jurídica, sugestão com a qual a ERSE concorda.

Face ao exposto, a ERSE optou por inscrever no articulado do RME a regra de que a instalação de pontos de medição internos para o carregamento de veículos elétricos numa instalação de consumo não exclusiva para a mobilidade elétrica obriga à desintegração da plataforma da EGME da totalidade dos pontos de carregamento de veículos elétricos no interior da instalação de consumo. Esta regra integra o artigo 101.º do RME.

#### 2.2.1.3 OPERACIONALIZAÇÃO DO NOVO REGIME DE MOBILIDADE ELÉTRICA

De forma a tornar mais ágil a operacionalização do novo modelo neste período de transição, a E-REDES sugere que a versão final do articulado explicita o dever de a EGME informar o ORD sempre que uma instalação transitar do anterior para o novo modelo, propondo que esta comunicação marque o momento a partir do qual passam a ser aplicadas à instalação as regras do novo RJME. A E-REDES assume, salvo indicação em contrário, que, findo o período transitório previsto no RJME, todas as instalações que permaneçam no anterior modelo de ME passarão a estar abrangidas pelas regras do novo RJME.

#### DECISÃO

A ERSE concorda com a sugestão apresentada pela E-Redes, considerando que a mesma assegura maior segurança jurídica relativamente à data a partir da qual as regras dos diferentes regimes são aplicáveis no caso concreto. Neste sentido, o artigo 101.º do RME, prevê a obrigação de, no prazo de 2 dias úteis a contar da data de solicitação do OPC, a EGME comunicar ao ORD a data da desintegração de um ponto de carregamento. Esta data marca o fim da aplicação do anterior regime para os pontos de carregamento em questão, devendo ser assegurada uma transição sem disrupções de fornecimento e adequada informação sobre o processo.

O RME explicita ainda que no final do regime transitório, atualmente previsto para o final de dezembro de 2026, todos os pontos de carregamento ficam desintegrados da plataforma da EGME aplicando-se, assim, o novo regime jurídico a todo o universo dos OPC e DPC existentes.

## 2.2.2 PONTOS DE CARREGAMENTO LIGADOS A INSTALAÇÕES ELÉTRICAS NÃO EXCLUSIVAS PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

### PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

O Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto, estabelece o direito à livre escolha do comercializador pelo OPC/DPC para pontos de carregamento ligados a instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica <sup>2</sup>. O exercício desse direito pelo OPC/DPC determina a celebração de um contrato de fornecimento distinto daquele que está associado ao ponto de entrega ligado diretamente à rede pública.

A proposta regulamentar submetida a consulta pela ERSE (no quadro da alteração ao Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico, doravante “Guia”) inscrevia os princípios gerais relativos à constituição dos pontos de medição internos necessários para cumprir o disposto no diploma, bem como ao apuramento e disponibilização de dados nestas instalações, procurando, tanto quanto possível, aplicabilidade direta no modelo geral do setor elétrico.

Em relação a este último aspeto, importa referir o processo <sup>3</sup> atualmente em curso para transpor a Diretiva (UE) 2024/1711 <sup>4</sup> do Parlamento Europeu e do Conselho, que poderá generalizar a todos os consumidores o direito de celebração de múltiplos contratos de fornecimento nas suas instalações, mediante constituição de múltiplos pontos de medição e de faturação.

### COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A proposta de alteração do Guia para operacionalizar o direito à livre escolha do comercializador pelo OPC/DPC para pontos de carregamento ligados a instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica foi genericamente bem acolhida, mormente por parte do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário da ERSE.

---

<sup>2</sup> No caso de instalações de consumo exclusivas para a mobilidade elétrica esse direito, naturalmente, já existia.

<sup>3</sup> [https://www.consultalex.gov.pt/Portal\\_Consultas\\_Publicas\\_UI/ConsultaPublica\\_Detail.aspx?Consulta\\_Id=376](https://www.consultalex.gov.pt/Portal_Consultas_Publicas_UI/ConsultaPublica_Detail.aspx?Consulta_Id=376)

<sup>4</sup> Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de junho de 2024, que altera as Diretivas (UE) 2018/2001 e (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho no que diz respeito à melhoria da configuração do mercado da eletricidade da União.

Não obstante, foram recebidos contributos solicitando clarificações e propondo melhorias ou alterações à proposta da ERSE. Os principais temas objeto desses contributos foram os seguintes:

- Tipologias de instalações para carregamento de veículos com segregação de consumos;
- Utilização dos equipamentos de medição dos postos de carregamento pelo operador de rede;
- Prazo máximo para instalação do equipamento do ponto de medição interno;
- Responsabilidade pela solicitação de constituição de ponto de medição interno e processos subsequentes;
- Acesso aos dados de medição;
- Definição de regras detalhadas sobre falhas de leitura, inconsistências e critérios de prevalência para apuramento da segregação de consumos.

Na secção seguinte (“Decisão”) discutem-se detalhadamente estes temas principais. Os restantes temas (que suscitaram questões muito específicas ou cujo número de comentários recebidos foi reduzido) são introduzidos e discutidos no Capítulo 2.3, para preservar a visão de conjunto.

Por último, identificaram-se comentários que, salvo melhor opinião, extravasam o quadro de competências da ERSE e que, nessa medida, não são analisados. São disso exemplo, o licenciamento de instalações elétricas, as limitações de espaço nas instalações dos clientes, a localização de equipamentos de medição ou desenvolvimentos legislativos e regulamentares da responsabilidade de outros intervenientes no setor.

## **DECISÃO**

### Tipologias de instalações para carregamento de veículos com segregação de consumos

Como explanado no documento justificativo da proposta, até à publicação do Decreto-Lei n.º 93/2025, a segregação de consumos do setor elétrico e da mobilidade elétrica numa dada instalação podia realizar-se de duas formas, consoante os pontos de carregamento estivessem ou não integrados na rede de mobilidade elétrica:

- Caso estivessem integrados na rede de mobilidade elétrica, essa segregação fazia intervir a entidade gestora da rede de mobilidade elétrica (EGME) para efeitos de apuramento dos consumos da mobilidade elétrica e o operador de rede de distribuição para efeitos de apuramento dos consumos

totais e do setor elétrico da instalação. Designe-se este por “Modelo EGME”. Este modelo é utilizado, por exemplo, para os carregamentos domésticos de veículos empresariais;

- Caso não estivessem integrados na rede de mobilidade elétrica, a segregação tinha lugar com base em acordo entre as partes para repasse dos custos relativos aos consumos da mobilidade elétrica suportados pelo titular do contrato de fornecimento. Designe-se este por “Modelo Acordado”. Este modelo é utilizado, por exemplo, em condomínios, quando os circuitos de alimentação derivam do quadro de serviços comuns.

Conforme decorre do Decreto-Lei n.º 93/2025, o “Modelo EGME” deixará de existir uma vez terminado o período transitório. Por esta razão, mas também para cumprir (no âmbito específico da mobilidade elétrica) o disposto na Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho (livre escolha de comercializador), o Decreto-Lei n.º 93/2025 introduz a possibilidade de segregação de consumos baseada em pontos de medição e de fornecimento autónomos. Tendo essa designação sido largamente utilizada pelos participantes na consulta, designe-se este por “Modelo sub-CPE”.

Alguns comentários (REMO/Mota-Engil e Via Verde) parecem refletir a interpretação de que o “Modelo sub-CPE” será obrigatório para segregar consumos após o período transitório. Esta interpretação não se corresponde com a proposta apresentada pela ERSE, que enquadra a adesão a este modelo como uma opção. Assim, findo o período transitório, coexistirão dois modelos para segregação de consumos, o “Modelo Acordado” e o “Modelo sub-CPE”, e a opção por um ou por outro cabe aos respetivos titulares das instalações.

O quadro de regras regulamentares aplicável a cada um destes dois modelos é, naturalmente, distinto, pois o “Modelo Acordado”, ao contrário do “Modelo sub-CPE”, não tem visibilidade para o setor elétrico. Ao invés, a opção por segregação de consumos assente em contratos de fornecimento distintos (CPE e sub-CPE) determina a quase equiparação do sub-CPE ao CPE para efeitos de aplicação dessas regras regulamentares.

#### Utilização dos equipamentos de medição dos postos de carregamento pelo operador de rede

A equiparação do sub-CPE ao CPE acontece, por exemplo, para efeitos do estabelecimento do ponto de medição do sub-CPE, cuja gestão deve ficar a cargo do respetivo operador de rede. A ERSE entende ser este o modelo mais adequado para assegurar o correto e atempado apuramento dos dados subjacentes aos diversos contratos do setor elétrico (de uso das redes e de fornecimento). Como já se referiu, a



constituição de sub-CPE não se cingirá à mobilidade elétrica, pelo que importa adotar um modelo independente das particularidades desse setor.

Alguns contributos (AMME, TLDR-Particular, SIVA Moon, UVE) sugerem a possibilidade de utilização dos equipamentos de medição dos postos de carregamento para apurar as quantidades no “Modelo sub-CPE”. Essa sugestão, no entender da ERSE, comporta riscos vários e não é generalizável à constituição destes sub-CPE (seria, portanto, uma solução específica para sub-CPE de mobilidade elétrica):

- Os equipamentos de medição dos postos de carregamento não são geridos pelo operador de rede, que, por essa razão, não é responsável por assegurar as respetivas condições de bom funcionamento (comunicações, correção de anomalias, etc.);
- A variedade de fabricantes e soluções adotadas para a medição nos postos de carregamento já instalados determinaria a realização de investimentos pelo operador de rede para assegurar compatibilidade com os seus sistemas, que teriam necessariamente repercussão tarifária nos consumidores do setor elétrico;
- A segregação de consumos de mobilidade elétrica, se efetuada no referencial dos postos de carregamento, imputaria ao CPE as respetivas perdas dos circuitos a montante desses postos, bem como eventuais consumos adicionais que possam existir no sub-CPE;
- A existência de equipamentos de medição nos postos de carregamento é uma particularidade (decorrente da necessidade de faturar os utilizadores dos veículos elétricos), que não se verifica necessariamente na situação mais geral de outros consumos a segregar através de sub-CPE (e.g., iluminação, aquecimento).

Por sua vez, um contributo (AGEFE) defende que a aquisição e instalação dos equipamentos de medição dos sub-CPE deve ter lugar em contexto de mercado concorrencial e não através do operador de rede. Essa abordagem já foi testada no passado, no contexto específico do autoconsumo, com resultados pouco encorajadores. Por um lado, o efeito de economias de escala assegurado pelo operador de rede perde-se num cenário de aquisição individualizada. Por outro, os equipamentos de medição, particularmente no caso da BTN, obedecem a um conjunto muito significativo de adaptações ao contexto legal e regulamentar nacional (por exemplo, para prestar os serviços previstos no âmbito das redes inteligentes), o que afasta a possibilidade de escolha de um universo alargado de fornecedores. Acresce que a proposta pública de transposição da Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho, prevê que “Os contadores necessários para a criação de pontos de contagem adicionais são instalados, detidos, geridos e mantidos

pelo operador de rede, nos termos definidos em regulação específica”. Por todas estas razões, a proposta não foi alterada.

Importa referir que a determinação da existência de equipamentos de medição internos, operados pelo operador da RESP para efeitos do sub-CPE, não implica a utilização desses equipamentos na prestação do serviço de carregamento. Nos pontos de carregamento, os contadores a utilizar são específicos para esse fim, cabendo apenas ao OPC a sua instalação e operação.

#### Prazo máximo para instalação do equipamento do ponto de medição interno

Ainda no respeitante ao equipamento de medição, vários contributos (AGEFE, APVE, Atlante, Galp, Power Dot, SIVA Moon) consideraram excessivo o prazo de quatro meses previsto para a sua instalação pelo operador de rede. A ERSE justificou a proposta com base no prazo estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022 para a instalação dos equipamentos de medição necessários para o acolhimento ao regime de autoconsumo. Reconhece-se, contudo, que esse prazo foi estabelecido em cenário de instalação massiva de contadores inteligentes, que agora já não se verifica, sendo por isso expectável a libertação de alguns recursos. Ademais, o universo de instalações em regime de autoconsumo é muito superior ao das instalações com postos de carregamento, pelo que o esforço agora pedido aos operadores de rede é substancialmente inferior. Acresce que a constituição do ponto de medição do sub-CPE é imprescindível para assegurar a necessária transição entre o “Modelo EGME” (que deverá expirar no final do período transitório, fixado em 31 de dezembro de 2026) e o “Modelo sub-CPE”. Por estas razões, a ERSE alterou de quatro para dois meses o prazo máximo para o operador de rede instalar o equipamento de medição, desde que estejam reunidas as condições necessárias pelo titular da instalação.

#### Responsabilidade pela solicitação de constituição de ponto de medição interno e processos subsequentes

A proposta da ERSE incumbia o OPC/DPC do pedido para constituição do ponto de medição interno e das responsabilidades subsequentes (garantia de condições para essa constituição, propriedade do equipamento de medição, pagamento do preço regulado, titularidade do contrato de fornecimento), assim maximizando a sua autonomia de atuação. Foram recebidos alguns contributos (Conselho Consultivo, Conselho Tarifário, EDP, E-REDES) defendendo o envolvimento do titular da instalação principal nesse processo, com base no argumento de unicidade da instalação elétrica e do ponto de ligação à rede. O Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário, em particular, recomendam que a solicitação de constituição do ponto de medição interno deve ser acompanhada da devida autorização por parte do titular da instalação principal, recomendação que foi acolhida na redação final do articulado.

### Acesso aos dados de medição

O tema do acesso aos dados pelos titulares do CPE e do sub-CPE mereceu igualmente alguns comentários. A proposta submetida a consulta previa a disponibilização ao titular da instalação ligada à rede dos saldos quarto-horários registados no equipamento de medição respetivo, assim como dos registados no equipamento do ponto de medição interno. Os comentários recebidos (APOCME, APVE, Conselho Consultivo, EDP, E-REDES) defendem o acesso aos dados dos equipamentos de medição internos pelos respetivos titulares dos contratos e, caso não coincidam, também pelos OPC e, adicionalmente, a necessidade de explicitação de eventual existência de vários sub-CPE. Cabe referir que o Guia em vigor já estabelece o direito de acesso aos dados pelos respetivos titulares desses dados (os clientes) e, nessa medida, naturalmente, os titulares dos sub-CPE, enquanto titulares do contrato de fornecimento dos pontos de medição internos, têm direito de acesso aos dados relativos a esses pontos. Do mesmo modo, o acesso por entidades terceiras devidamente autorizadas está também previsto. Por último, a redação proposta, por razões de simplificação, adotava o pressuposto de existência de um único sub-CPE. Não obstante, existindo vários, os princípios aplicáveis são exatamente os mesmos e, para o que releva destes comentários, os respetivos titulares têm direito de acesso aos dados desses sub-CPE. Foram, ainda assim, introduzidas alterações de detalhe face à proposta submetida a consulta com o objetivo de clarificar as questões suscitadas.

### Definição de regras detalhadas sobre falhas de leitura, inconsistências e critérios de prevalência para apuramento da segregação de consumos

Alguns participantes na consulta (ACEMEL, Conselho Tarifário, E-REDES, REMO/Mota-Engil, Usenergy) sublinharam a necessidade de definir regras detalhadas sobre falhas de leitura, inconsistências e critérios de prevalência para apuramento da segregação de consumos entre CPE e sub-CPE.

O Guia em vigor (art.º 64.º) já estabelece essas regras. Contudo, pressupõe a integração dos pontos de carregamento na rede de mobilidade elétrica, por isso refletindo a dependência do operador de rede em relação à EGME para efeitos de acesso aos dados da mobilidade elétrica e as limitações daí decorrentes para a realização de estimativas incidindo no sub-CPE.

Assim, foi incluído um novo artigo no Guia (64.º-A), que estabelece as regras para estimar valores nas situações de pontos de carregamento de veículos elétricos ligados a instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica. Naturalmente, as regras adotadas em contexto de realização de estimativa não alteram os princípios gerais aplicáveis ao apuramento de dados nestas instalações, designadamente:

- A necessidade de apuramento de saldos quarto-horários em todos os pontos de medição;
- O apuramento dos dados em cada sub-CPE ter lugar com base nos registos (reais ou estimados) do respetivo equipamento de medição;
- O apuramento dos dados totais da instalação ligada à rede pública ter lugar com base nos registos (reais ou estimados) do respetivo equipamento de medição;
- O apuramento dos dados do CPE ser realizado por diferença entre o saldo total da instalação ligada à rede (apurado no respetivo equipamento de medição) e o somatório dos saldos apurados em cada sub-CPE (no referencial dos respetivos equipamentos de medição).

As regras adotadas para a estimativa visam replicar, no essencial, a proposta apresentada para o efeito pela E-REDES. Deste modo, em cada ponto de medição (do CPE e dos sub-CPE) sem dados reais recolhidos, o saldo quarto-horário (de consumo líquido ou de injeção líquida) é apurado em função do respetivo histórico e, se existentes, dos dados recolhidos nos outros pontos de medição da instalação. Adicionalmente, os períodos quarto-horários que sejam objeto de estimativa não são considerados no apuramento da potência tomada em cada ponto de medição, o que se justifica com base na complexidade associada à realização de estimativas interdependentes.

Em síntese, para as instalações ao abrigo do “Modelo EGME”, deve aplicar-se o disposto no art.º 64.º e, para as instalações ao abrigo do “Modelo sub-CPE”, o disposto no agora estabelecido art.º 64.º-A.

### 2.2.3 REGRAS DE APLICAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES E PREÇOS

#### **Proposta submetida a consulta**

Na proposta submetida a consulta esclareceu-se que as atuais TAR ME se mantinham em aplicação, durante o período transitório, para os pontos de carregamento que continuem integrados na EGME. Para os restantes, aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes do setor elétrico, de forma idêntica às das restantes instalações de consumo.

Para além disso, foi identificada a necessidade de regulamentar as situações de instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica, nas quais o OPC/DPC optasse por autonomizar o ponto de medição e entrega interno. Nesses casos, são instalados equipamentos de medição dos ORD e atribuídos

CPE aos pontos internos, podendo o OPC/DPC contratar o fornecimento dos consumos da mobilidade elétrica de forma independente dos do titular da instalação de consumo principal.

A ERSE propôs que a faturação pelo ORD das TAR nestas situações passasse por:

- Faturar ao comercializador que fornece a instalação principal, a potência contratada e a reativa (quando aplicável) com base na medição no ponto de entrega com ligação à RESP, e a energia ativa e a energia em horas de ponta (quando aplicável) com base na diferença entre os diagramas de carga medidos na fronteira entre a instalação de consumo e a RESP e os diagramas de carga apurados nos pontos internos de medição dos consumos dos OPC/DPC;
- Faturar ao comercializador que fornece o ponto de medição interno apenas a energia ativa e a potência em horas de ponta (quando aplicável), com base nas medições nesse ponto.

Foi ainda proposto que as TAR aplicáveis no ponto de entrega interno têm por referência as condições de fornecimento da instalação de consumo principal ao nível da tensão de fornecimento, das opções tarifárias, dos ciclos de faturação e dos períodos tarifários.

Foi também referido que a aplicação do modelo descrito pressupõe que todos os pontos de carregamento que estão no interior de uma instalação de consumo estão desintegrados da plataforma da EGME.

A ERSE destacou como vantagem o facto de a proposta permitir ultrapassar as dificuldades recorrentes de faturação da componente da potência contratada no referencial da instalação de consumo onde estão integrados os pontos de carregamento de ME.

A ERSE propôs ainda que os encargos com a aquisição, a instalação, a exploração e a substituição dos equipamentos de medição do ponto de entrega interno sejam suportados pelo requisitante, mediante o pagamento de um preço aprovado pela ERSE, sob proposta dos ORD. Na ausência da proposta do ORD e no primeiro ano de aplicação da nova regra, o preço a aplicar é igual ao preço regulado previsto no Regulamento do Autoconsumo para a aquisição dos equipamentos de medição para instalações de produção ou de armazenamento.

### **Comentários recebidos**

O sentido geral dos comentários foi de não concordância com a proposta de faturar a potência contratada da totalidade dos consumos apenas no ponto de interligação com a RESP. Apesar de se reconhecer que, genericamente, a proposta da ERSE simplificava bastante para o SEN a implementação do *submetering*

para a mobilidade elétrica, os respondentes à consulta expressaram o entendimento que a proposta seria limitadora da independência de atuação dos OPC preconizada na legislação, e que seria limitadora da implementação dos modelos de negócio por parte dos OPC. No mesmo sentido, a maioria dos comentários é contrária à obrigação de aplicar ao ponto de medição interna a mesma opção tarifária, períodos tarifários e ciclo de contagem da instalação principal.

Para além dos temas da faturação da potência contratada e das características tarifárias, houve contributos sobre:

- impacto do fim das TAR ME;
- aplicação das TAR ME durante o período transitório;
- preço regulado dos equipamentos de medição;
- outros temas e pedidos de clarificação.

São tratados em seguida, de forma mais detalhada, os contributos recebidos sobre cada um destes temas e a respetiva decisão da ERSE.

#### 2.2.3.1 FATURAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA E DA ENERGIA REATIVA

##### **Comentários recebidos**

A maior parte dos comentários recebidos (Conselho Tarifário, APOCME, APVE, EDP, GALP, Iberdrola-BP Pulse e Repsol) discordam da proposta da ERSE e defendem que a faturação da potência contratada seja feita de forma separada, para o CPE da instalação de consumo e para o CPE do ponto de medição interno, de acordo com os consumos efetivos de cada um deles. No caso do CPE da instalação de consumo, a faturação deve basear-se na diferença entre os diagramas de carga obtidos através dos equipamentos de medição do ORD no ponto de interligação da RESP e no ponto de medição interno.

O CT referiu que esta alteração, face à proposta da ERSE de imputar a potência contratada ao ponto de ligação à RESP, é necessária para assegurar a compatibilidade com a autonomia e a independência do ponto interno previstas pelo legislador. No entanto, o CT concorda que, por razões de simplificação para o SEN, a limitação da faturação da energia reativa ao ponto de interligação com a RESP seja a solução mais adequada.

A APOCME, a APVE e a EDP defendem que a regulamentação deve atribuir claramente as responsabilidades aos titulares, evitando imputações arbitrárias e alinhando os encargos com os consumos reais e o risco de cada agente.

A EDP considera essencial assegurar a plena autonomia e independência para os pontos de medição internos (sub-CPE), conforme previsto na lei, o que implica a faturação separada da potência contratada para CPE e sub-CPE. Contudo, a EDP considera que esta possibilidade deve contemplar a situação em que o titular do sub-CPE é um OPC (titular distinto do CPE), de forma a evitar que, nos casos em que tanto o CPE como o sub-CPE pertençam ao mesmo titular, a situação mencionada anteriormente resulte apenas numa vantagem tarifária obtida pela transferência de carga entre dois pontos de medição.

A EDP refere que a potência requisitada da instalação de utilização deve dispor de capacidade para o consumo agregado da mobilidade elétrica e dos restantes consumos, sendo da responsabilidade dos titulares do CPE e do sub-CPE a gestão e otimização dessa mesma capacidade, que não deverá ser ultrapassada.

A EDP refere que, em aproximadamente 2/3 das instalações atuais, o titular do ponto de ligação à RESP não coincide com o OPC, pelo que será expectável uma forte adesão à tipologia de submetering. A EDP entende que a proposta apresentada pela ERSE obrigaria a estabelecer mecanismos de regularização financeira entre as partes, introduzindo processos operacionais e administrativos onerosos, cujos custos inevitavelmente recairiam sobre o utilizador final.

A EDP e a GALP realçam que, no novo modelo em que os equipamentos de medição dos CPE e dos sub-CPE são geridos pelo ORD, sem qualquer dependência da EGME, os problemas com a correta imputação da componente da potência contratada no referencial da instalação de consumo são minimizados. A este respeito, a GALP refere que eventuais falhas nos processos *standard* (que se assumem pontuais e excecionais), devem ser tratadas em procedimento específico, tal como hoje acontece no fornecimento de eletricidade.

A GALP refere que a solução proposta pode também ter implicações ao nível dos carregamentos de mobilidade elétrica em condomínios, dado que exigiria que o condomínio operacionalizasse um mecanismo de partilha de custos que, no anterior enquadramento, não era necessário.

A Iberdrola-BP Pulse e a Repsol defendem a segregação completa de todas as componentes dos fornecimentos, incluindo no que respeita à potência contratada e à energia reativa, permitindo uma total segregação dos custos associados ao fornecimento de eletricidade da instalação de consumo e do fornecimento de eletricidade ao OPC.

A Iberdrola-BP Pulse refere que a sua proposta elimina a necessidade de parametrização especial dos contadores internos, e adere ao princípio do “utilizador- pagador”, promovendo a eficiência e simplificação

na gestão operacional entre o titular da instalação principal e os utilizadores dos pontos de entrega internos.

A Repsol entende que deve ser clarificada, no RME, a possibilidade de poderem coexistir comercializadores distintos para o fornecimento de eletricidade medida no contador principal e para o fornecimento de eletricidade ao OPC, medida no contador interno para a mobilidade elétrica.

A EEM assinala que o modelo proposto pela ERSE poderá ser potenciador de conflitos, nomeadamente no caso de condomínios em que esse encargo é imputado aos serviços comuns. Nesse âmbito, sugere outro modelo, sem afetar o contrato dos serviços comuns, considerando, nomeadamente, uma alimentação autónoma do Quadro/Caixa de Coluna, e em que cada condómino UVE teria um segundo contrato, para medição de energia, sendo que a faturação (ou não) da potência contratada estaria dependente da potência síncrona entre a instalação de utilização (IU) e o ponto de carregamento do respetivo condómino.

Para além dos comentários já elencados, identificam-se comentários (Conselho Consultivo, Acciona Recarga Portugal, Greenvolt, MOEVE e Power Dot) que, não se pronunciando explicitamente a favor ou contra a proposta da ERSE de faturar a potência contratada e a energia reativa apenas no ponto de interligação com a RESP, alertam para potenciais riscos e desafios da mesma.

Estes comentários expressam preocupação quanto à correta e justa repartição dos custos com a potência faturada e quanto aos potenciais conflitos que daí podem advir, sugerindo que a proposta da ERSE deveria tratar melhor esses aspetos.

A Acciona Recarga Portugal sugere uma alteração concreta do articulado, no sentido de que seja expressamente definida no contrato entre o titular da instalação e o OPC a responsabilidade financeira pelo pagamento das tarifas de acesso às redes aplicáveis aos pontos internos e que a ERSE assegure mecanismos de reconciliação automática, evitando dupla faturação ou alocação indevida de consumos energéticos.

A favor da proposta da ERSE, manifestaram-se a ACEMEL, a E-REDES, a ENERCOM, a EMACOM e a Usenergy.

A ACEMEL e a Usenergy consideram adequado evitar a cobrança de potência contratada não suportada, evitando subsídios cruzados, mas destacam a necessidade de que os comercializadores apenas devem repercutir as componentes reguladas que lhes sejam efetivamente imputadas pelo sistema elétrico.



A E-REDES e a EMACOM destacaram favoravelmente a simplificação da faturação e a eliminação das dificuldades recorrentes da faturação da potência contratada no referencial da instalação de consumo.

A E-REDES, apesar de concordar genericamente com a proposta da ERSE, dá nota que, caso a faturação da totalidade da potência contratada ao titular da instalação principal se constitua como uma barreira à adoção do modelo, não se opõe a uma abordagem que desagregue a potência contratada entre a instalação principal e os pontos internos de medição, obtendo a potência tomada de cada ponto interno de medição diretamente e, para a instalação principal, através da diferença direta entre as grandezas registadas nos respetivos equipamentos de medição.

Por outro lado, também refere que o modelo proposto de gestão centralizada dos equipamentos de medição ao nível do ORD, mitiga os problemas de sincronismo que têm ocorrido nesta desagregação.

A E-REDES reforça que, como proposto pela ERSE, a faturação da energia reativa deve ter por base apenas o total registado no equipamento de medição do ponto de interligação com a RESP, propondo que a versão final do articulado explicita esta abordagem (se necessário, destacando a diferença para o tratamento da faturação da potência contratada).

Finalmente, a ENERCOM entende que a medida proposta pela ERSE é positiva e correta, pois o CPE de onde deriva o ponto de entrega interna já tem essa tarifa associada.

## **Decisão**

A proposta da ERSE, ao evitar a necessidade de integração de vários diagramas de carga para apurar a potência tomada da instalação principal, minimizava a complexidade de implementação para o SEN, bem como a ocorrência de erros ou de atrasos da faturação. Por outro lado, esta proposta também minimizava os custos associados à faturação da potência contratada, que considerava a potência tomada apurada de acordo com o diagrama de consumo medido no ponto de interligação com a RESP, cabendo depois aos envolvidos a repartição deste custo.

No entanto, a maioria dos comentários recebidos pronunciou-se a favor da separação da faturação da potência contratada à instalação principal e aos pontos de medição internos, privilegiando assim a independência e a autonomia dos pontos de medição internos, que entendem fundamental para o desenvolvimento sem restrições dos modelos de negócio na mobilidade elétrica.

Por outro lado, a E-REDES, apesar de concordar com a proposta da ERSE, referiu claramente que não se opõe à faturação em separado da potência contratada, caso essa seja entendida como a melhor solução para os modelos de negócio da mobilidade elétrica.

**A ERSE optou por alterar a proposta** no sentido da maioria dos comentários, passando assim a faturação da potência contratada a ser feita de forma separada para a instalação principal e para os pontos internos. No entanto, e tal como a ERSE referiu na sua proposta, esta opção levanta um conjunto de questões que a torna mais complexa do ponto de vista da implementação, razão pela qual foi necessário introduzir no articulado um conjunto de novas disposições.

Assim, no caso de instalações em MAT, AT, MT e BTE, para os pontos internos, a determinação da potência contratada segue a regra geral prevista no Regulamento Tarifário, sendo a potência tomada determinada com base nas medições obtidas no ponto de medição interno registada nos 12 meses anteriores. Para a instalação principal, a potência tomada é apurada, deduzindo às medições no ponto de interligação com a RESP, as medições obtidas nos pontos de medição internos. Para facilitar esse apuramento, foi definido o conceito de «equipamento de medição virtual», cujo diagrama resulta da operação descrita, e com base no qual é apurada a potência tomada para a instalação principal.

Destaca-se que existe a possibilidade de se registarem, no ponto interno, fluxos de energia negativos <sup>5</sup> devido à existência de UPAC ou de baterias no ponto interno. Nessa situação, de um ponto de vista físico, a energia consumida pela instalação principal provém, em parte, do fluxo de energia que transita na interligação com a RESP e, noutra parte, dos fluxos com origem no ponto interno. De um ponto de vista comercial, o valor medido na interligação com a RESP corresponde à diferença entre o consumo total da instalação (fornecido pelo seu comercializador) e o excedente do ponto interno (que pode ser vendido pelo seu titular a um agregador em mercado ou partilhado no âmbito de autoconsumo coletivo).

Neste contexto, e ainda no que diz respeito à faturação da potência contratada nas instalações de MAT, AT, MT e BTE, o apuramento da potência tomada considera, como já referido, o diagrama do equipamento de medição virtual, tendo, no entanto, sido inscrita uma regra que impõe um limite máximo à potência contratada na instalação principal, correspondente ao valor da potência requisitada.

Para as instalações em BTN, optou-se por manter o regime de faturação das TAR aplicável nas instalações de consumo com pontos de mobilidade elétrica, que atualmente está inscrito no artigo 42.º do GMLDD.

---

<sup>5</sup> Convencionando-se que um fluxo de consumo é positivo.

Assim, o escalão de potência contratada a faturar nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à instalação principal, será o escalão igual ou imediatamente superior à máxima potência tomada do diagrama de carga do ponto de medição virtual, registada nos 12 meses anteriores, com o limite da potência contratada com o respetivo comercializador. Esta solução permite que a instalação principal apenas suporte os custos da potência tomada que efetivamente utilizou, dado que permite a dedução da utilização associada ao ponto interno.

Esta solução permite que possa ser aumentada a potência contratada da instalação principal para acomodar um ponto interno para carregamento, sem que daí resulte um aumento de custos diretos para a instalação principal.

Para os pontos de medição internos, a faturação da potência contratada corresponde ao escalão de potência que tiver sido contratado com o respetivo comercializador, sem tomar em consideração os valores da potência tomada neste ponto.

No caso da BTN, a opção de dar maior independência aos pontos envolvidos através da faturação separada da potência contratada, implicou estabelecer alguns limites quanto à contratação do escalão de potência pelas partes envolvidas. Assim, o articulado passou a prever que o escalão de potência contratada de um ponto interno não pode superar o valor da potência contratada da instalação principal. De igual forma, a potência contratada da instalação principal não pode ser inferior ao valor máximo do escalão de potência aplicável a qualquer dos pontos internos que façam parte integrante desta instalação.

Relativamente à faturação das TAR sobre a energia ativa e, quando aplicável, sobre a energia em horas de ponta, esta é realizada, para todos os níveis de tensão e de fornecimento, sobre as quantidades apuradas de acordo com o diagrama apurado no ponto de medição virtual.

No que diz respeito à faturação da energia reativa, tendo em conta que: i) apenas dois comentários solicitavam a faturação separada da energia reativa; ii) o comentário do Conselho Tarifário, que concede que, por razões de simplicidade para o SEN, a faturação da energia reativa se possa concentrar apenas no ponto de interligação com a RESP, e iii) o comentário da E-REDES, que considera a desagregação especialmente complexa, a ERSE entende que a segregação entre instalação principal e pontos de medição interna se reveste de especial complexidade pelo que opta por **manter a proposta de faturar a reativa apenas na instalação principal**, considerando para o efeito a totalidade dos consumos medidos no ponto de ligação com a RESP.

Foi ainda necessário enquadrar o tratamento a dar à regra prevista no número 3 do artigo 193.º do Regulamento de Relações Comerciais, que estabelece que, para instalações MAT, AT e MT, a potência contratada por ponto de entrega não pode ter um valor, em kW, inferior a 50% da potência instalada, em kVA, medida pela soma das potências nominais dos transformadores relativos ao ponto de entrega. A aplicação desta regra, de uma forma cega, à instalação principal e aos pontos de medição internos poderia ter consequências desproporcionadas e muito onerosas para os envolvidos.

Para evitar essa circunstância, inscreveu-se no articulado que a aplicação desta regra se limita à instalação principal, mas que considera para esse efeito, a soma das potências contratadas da instalação principal e dos pontos de medição internos. Em certa medida, segue-se a lógica adotada para a faturação da reativa, que, quando aplicável, se limita à instalação principal.

Finalmente, cabe referir que as regras agora adotadas se enquadram no contexto específico do *submetering* no âmbito da mobilidade elétrica, onde há, à partida, entidades distintas para a instalação principal e o ponto de medição interno. A ERSE entende que as regras gerais de *submetering* devem voltar a ser objeto de discussão tendo por base, por um lado, a experiência de implementação que decorra das regras agora aprovadas e, por outro lado, daquela que venha a ser a redação final da legislação nacional após a transposição da Diretiva do mercado interno de eletricidade, que se encontra em consulta pública.

#### 2.2.3.2 CARACTERÍSTICAS TARIFÁRIAS

##### **Comentários recebidos**

A maior parte dos comentários (Conselho Tarifário, APOCME, APVE, Atlante, EDP, GALP e um comentário particular) manifestou-se contra a obrigatoriedade de replicar as características tarifárias da instalação principal (opção tarifária, períodos tarifários e ciclo de contagem) aos pontos de medição internos.

Muitos destes comentários referem que a proposta contraria o princípio de independência previsto na legislação, e limita a liberdade de escolha. Além disso, a introdução de dependências comerciais entre OPC/DPC e os titulares da instalação principal, pode originar problemas contratuais e comprometer soluções de negócio atuais e futuras.

Alguns dos comentários também destacam que se introduz alguma rigidez que pode desincentivar a adoção de padrões de carregamento mais benéficos para o sistema nos períodos de vazio, quando o ponto de ligação à RESP não adote ciclos com esta característica.

A Galp identifica que existirão casos em que o ponto de medição interno estará num nível de tensão diferente do ponto de ligação à RESP, pelo que solicita clarificação e explicitação sobre qual o nível de tensão das TAR a aplicar aos pontos de medição internos, quando o ponto de ligação à RESP se encontrar num nível de tensão diferente.

## **Decisão**

Em face dos comentários recebidos, a ERSE opta por permitir que os pontos de medição internos possam escolher opções tarifárias, períodos tarifários e ciclos de contagem distintos dos da instalação principal. De notar que estas opções são mais relevantes para as instalações fornecidas em BTN. Por um lado, porque é neste tipo de fornecimento que existem mais opções tarifárias, e por outro lado, porque se mantém a regra que exige que, à faturação das TAR no ponto de entrega interno é considerado o mesmo nível de tensão (MAT, AT, MT e BT) e tipo de fornecimento (BTE e BTN) aplicável à instalação de consumo não exclusiva para a mobilidade elétrica, onde o ponto interno se insere.

Esta regra obriga que a faturação do ORD ao CSE de um ponto de entrega interno inserido numa instalação fornecida em MT, cujos carregamentos de ME sejam efetuados em BTN, por exemplo, tenha em consideração as variáveis de faturação e os respetivos preços da tarifa de MT. De notar que o submetering não altera as características físicas de ligação à RESP da instalação de consumo, de que este depende. Assim sendo, não há fundamento para o ORD aplicar tarifas de níveis de tensão que não estão diretamente associados ao fornecimento daquela instalação. Neste exemplo, estando a instalação de consumo não exclusiva da ME ligada em MT, não faria sentido que o ORD aplicasse tarifas de BT, no ponto interno, quando na prática a instalação não utiliza a rede de baixa tensão.

Uma vez mais, o tema pode voltar a ser objeto de discussão para o *submetering* que não envolva a mobilidade elétrica, após ser conhecida a redação definitiva da legislação nacional que procede à transposição da Diretiva europeia do mercado interno de eletricidade.

Esta regra está expressa no artigo 99.º, n.º 3 do RME.

#### **Comentários recebidos**

Existem vários comentários (AGEFE, APOCME, APVE, Atlante, ENERCOM, Iberdrola – BP Pulse, Powerdot e a Wowplug) que expressam preocupação com o facto de a aplicação integral das TAR a postos de carregamento de baixa utilização poder gerar problemas de sustentabilidade económica dos mesmos.

É genericamente referido na maior parte dos comentários que a aplicação integral das TAR (sem segregação de consumos e com variabilização do termo de potência) aos pontos de consumo exclusivos para a mobilidade elétrica torna mais caros os carregamentos em zonas de baixa procura, desincentivando novos investimentos nessas zonas, para além de poder colocar em causa a viabilidade económica de postos já instalados ao abrigo do regime anterior. Alguns dos comentários também referem o risco de concentração dos carregadores em áreas de maior procura, agravando desigualdades regionais e dificultando o acesso universal à mobilidade elétrica.

A AGEFE e ENERCOM referem que, embora a eliminação da TAR-ME seja positiva, o texto proposto não salvaguarda explicitamente a manutenção da isenção (gratuidade) da TAR de Potência nos CPE exclusivos para a mobilidade elétrica, sendo que a ENERCOM refere que não resulta claro que se aplicam à Mobilidade Elétrica as mesmas TAR que para outras instalações de consumo do setor elétrico.

A APVE recomenda que as tarifas de acesso às redes para a mobilidade elétrica sejam complementadas por instrumentos de política energética, para assegurar que a mobilidade elétrica permanece acessível e sustentável para todos os utilizadores, independentemente da localização, promovendo a coesão territorial e o cumprimento das metas nacionais do setor.

A Atlante solicita que a ERSE reconsidere a abolição da TAR ME, pelo menos para os pontos de carregamento de Média Tensão, pelo facto de os termos fixos poderem exceder 10.000€/ano, prejudicando significativamente a viabilidade económica e a expansão dos pontos de carregamento ultrarrápido, que são essenciais para o desenvolvimento da mobilidade elétrica em Portugal.

A Iberdrola-BP Pulse defende a criação de uma tarifa de mobilidade elétrica específica para o novo modelo, com configuração semelhante às tarifas de curtas utilizações que historicamente existiam, a ser aplicada exclusivamente às (i) instalações de consumo exclusivas para mobilidade elétrica e (ii) pontos de carregamento ligados a instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica, com ligação autónoma e contrato próprio para fornecimento de energia ao posto de carregamento.

Este comentário refere que esta tarifa opcional deveria diminuir o valor cobrado pela potência das TAR, incrementando o valor da energia à semelhança do que ocorre em outros modelos europeus como o espanhol. Tal promoveria a instalação e operação de pontos de carregamento em áreas de menor densidade, onde a utilização é mais esporádica e os custos fixos têm maior impacto.

A Greenvolt alerta para eventuais distorções concorrenciais entre modelos de ligação, caso não sejam asseguradas condições de equidade na atribuição dos custos regulados entre os diferentes pontos de carregamento.

Em alternativa, a Iberdrola – BP Pulse sugere a possibilidade de a potência contratada nestas situações poder ser calculada numa base mensal, por oposição à base anual, flexibilizando a estrutura de custos e tornando o investimento mais atrativo em contextos de menor procura.

A MOTA-ENGIL REMO Charging propõe a criação de uma tarifa de acesso específica para mobilidade elétrica aplicável a pontos de entrega dedicados exclusivamente ao carregamento de veículos elétricos, que ajustaria a estrutura de custos, reduzindo a componente fixa associada ao acesso à rede e redistribuindo parte dos encargos para a componente variável, pelo que considera oportuno que se debata e avalie a sua criação.

Para além disso, a MOTA-ENGIL REMO Charging defende que a componente variável de um modelo tarifário específico para mobilidade elétrica deve ter de apenas dois períodos horários, “Cheias” e “Vazio” para permitir aos OPC definir tarifas ao UVE mais transparentes e previsíveis, ajustando-as à dinâmica real dos consumos e promovendo maior estabilidade dos custos operacionais.

Este comentário também sugere a eliminação da componente “potência horas de ponta”, cuja aplicação introduz volatilidade desproporcional nos encargos suportados pelos OPC, dificultando a definição de preços competitivos e equilibrados para os utilizadores e penalizando, de forma particularmente significativa, pontos de carregamento instalados em zonas com utilização intermitente ou irregular

A Power Dot refere que noutros países da União Europeia, como Espanha e Polónia, existem TAR bonificadas para a mobilidade elétrica, que reduzem estes custos e incentivam o crescimento do setor. Esta entidade propõe a introdução de estruturas tarifárias na TAR que penalizam menos a potência contratada e permitam maior flexibilidade de gestão e otimização da rede, nomeadamente, através de i) uma Tarifa de Potência por Localização baseada no nível de congestionamento da rede de distribuição, e ii) uma Tarifa de Potência Baseada no Uso Efetivo e Horário (Incentivo ao Smart Charging) que penalizaria a potência utilizada durante as Horas de Pico Crítico do sistema elétrico e incentivaria os carregamentos em horas de vazio/excesso.

Finalmente, a Wowplug advoga que a eliminação da TAR ME constitui um forte obstáculo ao investimento de postos de carregamento. Para além dos argumentos já referidos noutros comentários a Wowplug entende que a inexistência de uma tarifa específica para a mobilidade elétrica distorce a concorrência entre os diferentes OPC e o grupo EDP, pelo facto de as tarifas serem, para este, tarifas intra-grupo.

Esta entidade refere também que a generalidade dos países europeus tem tarifas específicas para a Mobilidade Elétrica, pelo que a eliminação das TAR ME afasta a realidade portuguesa dos restantes países da União Europeia.

Adicionalmente, a Wowplug refere que os postos de carregamento de veículos elétricos têm uma tipologia de consumo muito diferente dos locais de consumo normais, pois requerem normalmente escalões de potência muito superiores ao que seria necessário para consumo equivalente.

Finalmente, esta entidade refere que, com a introdução do submetering prevista na nova legislação, os atuais erros que levaram a ERSE a propor a eliminação da TAR ME deixam de existir.

## **Decisão**

A existência das TAR ME no anterior RJME, com uma estrutura diferente das demais tarifas, era uma necessidade face às especificidades do modelo da Mobilidade Elétrica então em vigor. De facto, a utilização do mesmo ponto por diferentes CEME e CSE tornava impossível a aplicação de tarifas com uma estrutura idêntica à das tarifas para as restantes instalações de consumo.

Com a entrada em vigor do atual RJME, os pontos de ligação à RESP associados a fornecimentos para a mobilidade elétrica passam a ser tratados de forma idêntica a qualquer outra instalação, com exceção dos OPC que se mantenham ligados à EGME durante o período transitório, aos quais se continuam a aplicar as TAR ME.

A criação de uma TAR própria para um grupo específico de utilizadores, sem mais justificação que não seja a necessidade de reduzir os custos de utilização da rede elétrica por parte desses utilizadores, poderia ser entendida como uma decisão discriminatória com potencial de criar subsídios cruzados entre utilizadores. A ERSE entende que as questões identificadas em alguns comentários, relacionadas com a sustentabilidade de pontos de carregamento em zonas de menor densidade, que podem gerar uma menor cobertura da rede de carregamento, devem ser endereçadas através de instrumentos próprios de política pública, que não as tarifas de acesso às redes da responsabilidade do regulador.



A ERSE continua naturalmente disponível para continuar a aperfeiçoar o modelo e a estrutura tarifária existente, no sentido de encontrar aquelas que sejam as melhores soluções para o sistema elétrico como um todo, mantendo-se atenta às soluções que venham a ser adotadas pelas suas congéneres europeias. A este respeito, cabe referir que, contrariamente ao que foi referido em alguns comentários, o relatório da ACER <sup>6</sup>, de março de 2025, «Getting the signals right: Electricity network tariff methodologies in Europe» sobre a aplicação de tarifas de rede, mostra que a aplicação de regimes específicos de tarifas de utilização das redes associada à mobilidade elétrica, está confinada a uma minoria de países.

Face ao exposto, a **ERSE nesta matéria, mantém a proposta** submetida a consulta.

#### 2.2.3.4 PREÇO REGULADO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

##### **Comentários recebidos**

Relativamente à proposta relativa ao Preço Regulado dos equipamentos de medição foram recebidos comentários do Conselho Consultivo, da Atlante, da E-REDES e da EDA.

O Conselho Consultivo considera adequada a proposta da ERSE relativa ao preço regulado dos equipamentos de medição a instalar nos pontos de entrega internos.

A Atlante considera que a ausência de um teto máximo para os preços regulados de equipamentos de medição internos pode criar incerteza económica para os OPC que pretendam instalar pontos de carregamento em instalações não exclusivas, o que pode inviabilizar projetos. Por estas razões, solicita à ERSE a definição de um teto máximo para o preço regulado, baseado em custos eficientes.

A E-REDES concorda com a abordagem seguida pela ERSE de imputar ao ORD a responsabilidade pela aquisição, instalação, exploração e substituição destes equipamentos, mediante o pagamento de um preço regulado por parte dos OPC ou DPC, uma vez que permite assegurar a compatibilidade dos equipamentos com os sistemas de comunicação e processamento de dados do ORD e que, como reconhecido pela ERSE, é coerente com o enquadramento atualmente aplicável às IPr e IA no âmbito do autoconsumo.

Ainda assim, a E-REDES propõe que a versão final do articulado explicita as rubricas de custo que são efetivamente cobertas pelo preço regulado a imputar aos requerentes. Ainda a este nível, a E-REDES

---

<sup>6</sup> <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2025-ACER-Electricity-Network-Tariff-Practices.pdf>

entende que a versão final do articulado deve explicitar que os encargos relativos ao controlo metrológico dos equipamentos de medição instalados nos pontos internos de medição e às verificações das respetivas instalações são imputados aos respetivos proprietários.

Assim, a E-REDES propõe que a versão final do articulado explicita as rubricas de custo que são efetivamente cobertas pelo preço regulado a imputar aos requerentes, propondo alterar o n.º 2 do artigo 93.º-I do RME, explicitando que é coberta a totalidade dos custos associados à aquisição, manutenção e exploração: «2 – O preço regulado, definido em Euros por equipamento de medição, **que deve cobrir a totalidade dos custos associados à aquisição, manutenção e exploração**, é aplicável ao requerente, **relativamente** à instalação ou substituição do equipamento de medição.».

A EDA comenta que a proposta da ERSE apenas define um preço regulado para a aquisição, instalação, exploração e substituição dos equipamentos de medição para os pontos de entrega internos de instalação de consumo não exclusiva para a mobilidade elétrica.

A EDA refere que, na Região Autónoma dos Açores, o processo de instalação de contadores inteligentes poderá obrigar a adaptar o sistema de contagem da instalação de consumo ligada à RESP, com tecnologia que permita a sua ligação à plataforma atual da EDA, nomeadamente, modem GSM, cartão M2M, mensalidade e instalação, e, se for o caso, de antenas ou repetidores em locais de fraca cobertura, pelo que propõe a definição de um preço regulado para o referido serviço, mediante proposta fundamentada por parte da EDA.

## **Decisão**

A proposta submetida a consulta previu que os preços regulados dos equipamentos de medição a instalar nos pontos de medição interna de instalação de consumo não exclusiva para a mobilidade elétrica sejam aprovados pela ERSE, mediante proposta dos operadores da rede, o que é uma formulação idêntica à utilizada para os preços regulados dos equipamentos de medição para as instalações de armazenamento e as instalações de produção, no âmbito do autoconsumo.

Adicionalmente, propôs-se que, na ausência de proposta, os preços a aplicar para os equipamentos de medição nos pontos internos são iguais aos que vigoram para os equipamentos de medição de instalações de produção e de armazenamento, no âmbito do autoconsumo.

Sem prejuízo daquela que possa ser a proposta a formular pelos operadores de rede, a ERSE não identifica razões para que os preços regulados dos equipamentos de medição, a aprovar no âmbito do RME, sejam

fundamentalmente distintos dos que vigoram no âmbito do RAC. Nesse sentido, os preços atualmente em vigor são conhecidos e não são um fator de incerteza para os OPC que pretendam autonomizar os pontos internos.

Relativamente aos comentários da E-REDES, a ERSE entende que é no âmbito da aprovação da proposta de preços regulados que, como sempre tem sido feito, se deve detalhar o conteúdo dos custos que estão incluídos na formação deste preço. A ERSE optou por não aceitar a alteração proposta, uma vez que se pretende que as regras a aplicar sejam idênticas às que vigoram para o RAC. Faz-se notar, que se introduziu um pequeno ajuste na redação final, por se ter identificado que a redação proposta não estava completamente alinhada com a que constava no RAC.

Quanto ao comentário da EDA, naturalmente a ERSE analisará aquela que seja a proposta de preço regulado que venha a ser apresentada por este operador, que será tida em conta na formação do preço final. Caso se justifique, podem ser aprovados para a Região Autónoma dos Açores, preços distintos dos que sejam aprovados para o território continental.

Face ao exposto, a ERSE mantém a redação que foi submetida a consulta, com exceção dos pequenos ajustes necessários para assegurar uma redação alinhada com o RAC.

#### 2.2.4 CONSEQUÊNCIAS DE FALTA DE PAGAMENTO DE MONTANTES RESULTANTES DE CONTRATOS DE FORNECIMENTO EM PONTOS DE ENTREGA INTERNOS

##### **Proposta submetida a consulta**

A ERSE propôs que o ponto de entrega interno fosse tratado como todos os restantes pontos de entrega, aplicando-se o previsto no RRC. Neste sentido, os custos com a interrupção e restabelecimento serão da inteira responsabilidade dos clientes, podendo estes ter de fazer alterações na sua instalação que permitam ter acessível ao ORD um ponto de corte. Previu ainda que pudesse vir a ser necessária a publicação de um preço regulado pela ERSE para a instalação pelo ORD de equipamentos que permitam a interrupção do fornecimento remotamente.

## Comentários recebidos

A generalidade dos comentários recebidos na consulta pública concordou com a proposta apresentada pela ERSE, sugerindo algumas clarificações nos casos em que possam existir dificuldades para a realização da interrupção de fornecimento.

O CC e o CT concordam com a proposta de simplificação apresentada pela ERSE, pese embora com algumas ressalvas que consideram que devem ser asseguradas.

Desta forma, o CC reconhece que a aplicação do RRC assegura coerência regulatória, não prevendo que aporte situações de conflitualidade. Todavia, considera que se deve explicitar qual o procedimento a adotar numa situação em que não tenha sido possível realizar a interrupção de forma remota nem de forma presencial, recomendando que, neste caso, seja possível interromper a instalação principal até que se regularize o incumprimento associado ao contrato de fornecimento do ponto interno de medição.

O CT concorda com a proposta apresentada pela ERSE embora sublinhe as limitações técnicas para assegurar a interrupção remota e seletiva do fornecimento do PDEI, em instalações alimentadas em BTE ou MT e sugere que a interrupção deve ser realizada ao nível do CPE na fronteira com a RESP, devendo o titular do CPE na fronteira com a RESP ser previamente avisado dessa ação. Recomenda ainda o desenvolvimento de soluções técnicas que assegurem a capacidade de interrupção remota no PDEI, acompanhadas de um calendário de implementação e de critérios claros quanto à responsabilidade pelos custos envolvidos. Acrescenta ainda que devem existir regras claras que assegurem a correta imputação de consumos em períodos de interrupção ou falha de leitura no PDEI, recomendando que a solicitação de implementação de um ponto de medição interno a uma instalação de consumo deve ser sempre acompanhada da devida autorização por parte do titular da instalação e que qualquer intervenção no ponto interno de medição requerida pelo OPC/DPC deve ser comunicada por este ao titular da instalação de consumo principal.

A ACEMEL corrobora a recomendação apresentada pelo CT referindo que em instalações BTE e MT, a inexistência de corte seletivo remoto pode comprometer a eficácia do regime de incumprimento, pelo que se deve garantir que consumos imputáveis ao PDEI não possam ser atribuídos ao ponto principal, evitando transferência injustificada de responsabilidade para o comercializador da instalação.

A EDP, SA concorda com a posição da ERSE, porém propõe que o tratamento dos casos de incumprimento de pagamento pelo cliente no ponto de entrega interno (OPC/DPC) seja incorporado no articulado do RME. Sugere que a regulamentação clarifique que: (i) a atuação no CPE apenas seja justificável quando não for

possível interromper o sub-CPE localmente, devendo o titular do CPE na fronteira com a RESP ser previamente avisado dessa ação; (ii) o procedimento para a interrupção do ponto de entrega interno preveja a redução de potência do sub-CPE, no caso em que a instalação de utilização seja BTN; e (iii) a possibilidade de o operador de rede poder realizar a interrupção remota nas instalações de utilização não BTN.

A E-REDES considera que devem ser clarificados os motivos de interrupção relativos à relação comercial do titular do contrato de fornecimento e do comercializador, inserindo na regulamentação a remissão para as alíneas a), i) e j) do artigo 78.º do RRC. A E-REDES considera fundamental estabelecer um procedimento para atuação do ORD no caso em que este não consiga realizar a interrupção do ponto de medição interno, seja por falha de comunicações ou por impossibilidade de acesso ao equipamento, para que se possa dar o devido sinal de incentivo ao titular da instalação para dar acesso ao ponto interno de medição. A E-REDES sugere duas abordagens possíveis: ou a interrupção da instalação principal ou, a imputação do consumo do ponto interno de medição ao contrato de fornecimento associado à instalação principal, durante o intervalo de tempo em que se verificar o incumprimento do titular do contrato de fornecimento do ponto de medição interno. Em qualquer das situações, o titular da instalação deve ter conhecimento dos pré-avisos por incumprimento que sejam direcionados aos titulares dos contratos dos pontos de medição interna.

A ENERCOM e a GALP concordam com a proposta da ERSE de tratar o caso de falta de pagamento dos montantes devidos aos consumos do ponto de entrega interno, como qualquer outro ponto de entrega, considerando a GALP que esta atuação minimiza o impacto nos sistemas e processos em vigor dos comercializadores do setor elétrico.

## **Decisão**

A quase totalidade dos participantes concordou com a proposta da ERSE de aplicar as regras do RRC ao ponto de entrega interno. A aplicação do regime previsto no RRC para as interrupções por facto imputável ao cliente incluiu todas as causas de interrupção, designadamente a falta de pagamento.

Dada a dificuldade identificada em pontos de medição internos em que não exista acesso do ORD, a ERSE cria um regime transitório que permita a adaptação das instalações existentes, num prazo máximo de 12 meses, em que, caso a interrupção não seja possível (remota ou localmente), então a instalação principal pode ser interrompida com o pré-aviso previsto no RRC. Caso a adaptação da instalação não ocorra nos referidos 12 meses, deixam de existir condições para a existência do ponto de entrega interno.

## 2.2.5 PARTICIPAÇÃO EM AUTOCONSUMO

### PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

No modelo regulamentar proposto pela ERSE, foi expressamente prevista a participação dos pontos de carregamento de veículos elétricos em autoconsumo. Este era um dos aspetos-chave a assegurar no regime da mobilidade elétrica.

Nos casos das instalações com um contrato de fornecimento na ligação à RESP e com consumos em PCVE, esses consumos têm o mesmo tratamento que quaisquer outros, podendo participar assim em autoconsumo de todas as formas previstas. Por outro lado, nos casos de instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica e com segregação de consumos (sub-CPE), a ERSE propôs que o sub-CPE assumisse estatuto de CPE dependente, podendo apenas participar em autoconsumo individual.

Esta proposta restritiva justificou-se por dificuldades associadas ao modelo alternativo, de CPE independentes, que o documento da consulta resumiu como: i) complexidade acrescida para o ORD e para o modelo do autoconsumo; ii) desfasamento face à realidade física, em que a instalação elétrica é única; iii) secundariza o aproveitamento local da produção para autoconsumo; e iv) implica que o processo de licenciamento reconheça os PdE como autónomos.

### COMENTÁRIOS RECEBIDOS

Entre os comentários recebidos na consulta que se pronunciaram sobre o tema do autoconsumo, a quase generalidade aponta para a importância da participação dos pontos de carregamento em autoconsumo, em todas as configurações, incluindo o caso das instalações de consumo não exclusivas da mobilidade elétrica e com contratação segregada desses consumos.

Em consequência, a maioria dos comentários solicita a abertura desse caso à participação plena em autoconsumo, incluindo o autoconsumo coletivo e as comunidades de energia. O Conselho Tarifário expressou essa posição, enquanto o Conselho Consultivo admitiu a implementação inicial através de projetos-piloto, embora com um modelo final aberto ao autoconsumo. Acresce a relevante posição da E-REDES, que comenta que o processamento de dados de consumo no modelo sub-CPE não seria um impedimento à participação em autoconsumo.

## DECISÃO

A proposta da ERSE permitia a participação dos pontos de carregamento de veículos elétricos em autoconsumo entre os vários modelos possíveis. Era introduzida uma restrição apenas no caso do modelo sub-CPE com contratação separada, por se entender que o sub-CPE será sempre dependente do principal, na medida que integra essa instalação elétrica e depende dela para a ligação à RESP.

A prudência da proposta da ERSE também se baseava no quadro de incerteza quanto aos requisitos técnicos destas instalações e ao seu enquadramento no âmbito do registo dos autoconsumos coletivos e comunidades.

No entanto, os comentários da consulta foram claros na defesa de um modelo mais aberto, em que os sub-CPE preservam os direitos de participação em mercado (e em autoconsumo) o mais possível equiparados a quaisquer outros CPE.



Assim, a ERSE alterou o articulado de modo a reconhecer este quadro de direitos uniformes. No que respeita às regras do autoconsumo, esta solução passa simplesmente por considerar estes CPE como os restantes, sem diferenciação.

No quadro do Guia, trata-se de determinar a segregação de consumos e injeções entre os consumos dos sub-CPE e os restantes consumos na mesma instalação, a partir do equipamento de medição instalado no ponto de ligação à RESP.

No que respeita à participação em autoconsumo, importa referir que depende do processo de registo do autoconsumo, seja de uma UPAC seja da participação em autoconsumo coletivo. Sendo esta participação viabilizada nesse âmbito, as regras do autoconsumo aplicam-se a cada CPE e sub-CPE de forma autónoma. Havendo partilha entre os CPE que integram a mesma instalação, essa partilha é considerada através de rede interna, pelo que não está sujeita à aplicação de tarifas de acesso às redes.

A figura seguinte ilustra o modelo de participação em autoconsumo, assinalando a diferença entre a proposta e a decisão final.

Figura 1 – Modelo de participação em autoconsumo

Participação dos CPE internos em autoconsumo	#1 – Inst exclusivas MobEle (1 EMI)	#2 – Inst não exclusivas (1 EMI)	#3 - Inst não exclusivas e CPE independentes (n EMI em paralelo)	#4 - Inst não exclusivas e CPE independentes (c/ n subEMI interno)
Autoconsumo individual (ACI)				
ACI c/ venda Excedentes				Proposta  → Final 
Acesso a partilha em ACC/CER				Proposta  → Final 

## 2.2.6 QUALIDADE DE SERVIÇO COMERCIAL

### PROPOSTA SUBMETIDA A CONSULTA

A ERSE propôs que, com a disposição no próprio regime jurídico e no Regulamento AFIR de normas referentes a informação e qualidade de serviço, bem como a experiência existente e a evolução tecnológica, se deveria monitorizar a qualidade de serviço comercial com elementos que resultassem da lei e com informação das reclamações, reservando regulamentação adicional para um momento posterior se se viesse a revelar necessário.

### COMENTÁRIOS RECEBIDOS

A generalidade dos comentários recebidos na consulta pública não se opôs à simplificação proposta pela ERSE, embora tenha sublinhado que se deveria clarificar ou mesmo manter a regulamentação mais aprofundada de duas temáticas relativas à qualidade de serviço comercial, nomeadamente o atendimento telefónico e a resposta a reclamações.

#### Atendimento telefónico

O CC e o CT consideram necessário que se mantenha a monitorização do tempo de espera do atendimento telefónico através de um indicador, em especial para determinados perfis de consumidores.

A maior parte dos interessados que se pronunciaram sobre a temática em apreço (APOCME, APVee DECO) referem a importância da disponibilização de atendimento telefónico, seus requisitos e níveis mínimos de



serviço, para os diferentes agentes, de modo a garantir uma experiência satisfatória para os utilizadores finais. Em sentido contrário, pronunciam-se outros interessados (EMACOM e GALP) que concordam com a eliminação do indicador referente ao tempo de espera no atendimento telefónico.

### Reclamações e resolução de litígios

No que respeita às respostas a reclamações e à resolução de litígios, o CC e o CT referem que poderão existir outras formas de apresentação de reclamações para além do livro de reclamações eletrónico, pelo que consideram fundamental que seja garantida resposta a todas as reclamações, independentemente do meio utilizado. O CT sugere que se mantenha a redação do n.º 2 do artigo 90.º do atual RME, que prevê que o reclamante tem “o direito a obter uma resposta completa, clara, adequada, acessível e transparente a reclamação apresentada.”

No mesmo sentido, foram rececionados a este propósito os comentários da DECO, IBERDROLA e VIA VERDE. A DECO salienta que existirão certamente inúmeras reclamações apresentadas através da app, por exemplo, pelo que consideram fundamental que seja garantida resposta a todas as reclamações, independentemente do meio utilizado. Desta forma, a DECO sustenta também que deve ser mantida a redação do n.º 2 do artigo 90.º do RME.

O comentário apresentado pela VIA VERDE refere que deverão ser clarificadas as entidades às quais poderão ser apresentadas reclamações e como devem ser tratadas as situações em que o mesmo carregamento envolve mais de uma entidade, nomeadamente quanto à determinação de quem deve receber a reclamação. Consideram ainda que a previsão de que, em caso de falta de resposta da entidade referida no n.º 1 do artigo 90.º, os interessados possam “solicitar a intervenção da ERSE, no âmbito da resolução alternativa de litígios” poderá gerar dúvidas interpretativas. Por conseguinte, entendem como oportuno a revisão do referido artigo, de modo a clarificar os procedimentos de reclamação e harmonizar o seu conteúdo com o regime do Livro de Reclamações e com o papel da ERSE na resolução alternativa de litígios, evitando ambiguidades e assegurando coerência normativa. Propõe ainda a manutenção do artigo 91.º, relativo ao Livro de Reclamações, “garantindo maior clareza e segurança jurídica. A intervenção da ERSE no âmbito da resolução alternativa de litígios poderá continuar a ser utilizada pelos interessados sempre que não obtenham uma resposta atempada ou fundamentada da entidade com quem se relacionam, ou quando considerem a resposta insuficiente.”

O comentário apresentado pela IBERDROLA refere que na proposta apresentada pela ERSE não fica inteiramente claro que tipo de regulação contratual poderá, a este respeito, ser considerada nos diversos

contratos celebrados no contexto da mobilidade elétrica, seja em contratos com outros operadores ou em contratos celebrados diretamente com consumidores.

Como já referido, a EMACOM e a GALP concordam com a proposta da ERSE, reforçando inclusivamente a GALP que a partir do início de 2026, deveria terminar a obrigação de reporte de indicadores de qualidade de serviço, para todos os pontos de carregamento, quer para OPC quer para os CEME que continuassem a operar.

## **DECISÃO**

Após a análise dos comentários, a ERSE decidiu que, embora não considere necessário regulamentar em detalhe, como no atual RME, as matérias relativas à qualidade de serviço comercial, será prudente incluir disposições de maior detalhe sobre os temas do atendimento telefónico e reclamações, assim como as respetivas obrigações de reporte.

Considerando os elementos expostos, a ERSE propõe a clarificação e o aprimoramento da redação relativa ao artigo 88.º, e a inserção dos artigos 95.º e 96.º, de forma a acolher os comentários rececionados.

Assim, foram incluídas as seguintes alterações:

- Clarificação que a reclamação deve ser apresentada junto da “entidade prestadora do serviço do qual pretendem reclamar”. Num carregamento de um veículo elétrico podem existir diversos intervenientes e em configurações distintas consoante o modelo de negócio seguido, pelo que tudo dependerá do caso concreto.
- Esclarece-se que os utilizadores poderão solicitar a intervenção da ERSE, no âmbito das suas competências, sempre que não tenham obtido “uma resposta atempada ou fundamentada ou não a considerem satisfatória”, conforme competências previstas nos Estatutos da ERSE.
- Incluída a obrigatoriedade de resposta por parte dos OPC e PSME no prazo máximo de 15 dias úteis, e ainda o dever de reporte previsto nos termos da qualidade de serviço comercial.
- Regulamentação da necessidade de os serviços de suporte aos UVE incluírem atendimento telefónico, mantendo o respetivo indicador geral e obrigação de reporte à ERSE. Excetuam-se as situações em que exista atendimento presencial local durante o período de funcionamento do posto de carregamento.

## 2.2.7 QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA

### **Proposta submetida a consulta**

Quando os consumos dos pontos de carregamento estejam associados a um ponto de entrega de uma instalação de consumo ou que constituam uma instalação elétrica autónoma, aplicam-se as regras do RQS como a qualquer outra instalação de consumo do setor elétrico. Porém, a proposta da ERSE clarificou a aplicação do RQS no caso das instalações com segregação de consumos internos afetos à mobilidade elétrica.

Nestes casos, e para efeitos da qualidade de serviço técnica, o ponto de entrega considerado é definido pela interface física entre a RESP e a instalação do cliente. Assim, o cálculo dos indicadores de qualidade de serviço técnica deve ser aplicável à instalação como um todo.

Os padrões de continuidade de serviço estabelecidos pelo RQS (padrões individuais e padrões gerais) aplicam-se ao ponto físico de ligação da instalação à RESP. As compensações por incumprimento dos padrões de continuidade de serviço são devidas ao titular da instalação (principal) e são apuradas tendo em conta os valores da potência contratada da instalação principal (a única à qual se aplica o conceito) e do consumo medido no contador de ligação à RESP.

A proposta apontou ainda que a limitação do valor anual da compensação a 200% da faturação anual de uso das redes, prevista no artigo 102.º do RQS, fosse estimada pela aplicação do preço médio das tarifas de uso das redes, por nível de tensão, ao consumo anual medido no ponto de ligação à rede.

### **Comentários recebidos**

A generalidade das entidades que participaram na consulta pública, incluindo o Conselho Tarifário e o Conselho Consultivo, concordam com a opção de aplicar o RQS tomando como referência o ponto físico de ligação da instalação à RESP, solução que assegura coerência regulatória e evita duplicações de indicadores.

O CC e o CT consideram positiva a não criação de padrões específicos de qualidade para pontos internos, mantendo-se assim a consistência metodológica e a correta contabilização das interrupções.

Adicionalmente, o CC e o CT referem que a ERSE deve promover uma monitorização do impacto, ao nível da qualidade de energia elétrica, dos equipamentos de carregamento ligados a pontos internos de medição, reservando regulamentação adicional para um momento posterior se se vier a revelar necessário.

A Autoridade da Mobilidade e dos Transportes (AMT) alerta que a exclusão dos pontos de medição internos da definição de “ponto de entrega” pode limitar a monitorização da fiabilidade dos pontos de carregamento em instalações não exclusivas, impedindo a recolha de dados relevantes para a AMT. Sugere, por isso, a criação de um indicador específico de fiabilidade técnica para estes pontos, a monitorizar pela ERSE com reporte periódico.

### **Decisão**

Tendo em conta o sentido favorável dos comentários recebidos, a ERSE mantém, sem alterações, a proposta relativa à aplicação do RQS nos casos de instalações com segregação de consumos internos afetos à mobilidade elétrica. Assim, para efeitos de qualidade de serviço técnica, o ponto de entrega considerado corresponde à interface física entre a RESP e a instalação do cliente.

Relativamente à sugestão de promover uma monitorização específica dos impactos dos equipamentos de carregamento sobre a qualidade da energia elétrica no ponto de ligação à rede, nomeadamente no que se refere a fenómenos como a distorção harmónica, regista-se a pertinência da observação. A ERSE continuará a acompanhar a evolução tecnológica e os efeitos dos novos padrões de carregamento, designadamente através dos mecanismos já existentes de recolha e reporte de indicadores de Qualidade de Serviço Técnica, bem como da articulação com os operadores de rede.

Considera-se, contudo, que não se justifica, nesta fase, a criação de obrigações adicionais específicas para pontos internos de medição. Caso o acompanhamento prospetivo venha a evidenciar impactos relevantes que o enquadramento atual não acomoda de forma adequada, a ERSE poderá ponderar regulamentação adicional em momento oportuno, à semelhança do que ocorre noutras matérias da qualidade de serviço.

## **2.2.8 MONITORIZAÇÃO DO FUNCIONAMENTO DE MERCADO**

### **Proposta submetida a consulta**

O RJME estabelece que, mediante portaria a aprovar pelos membros do Governo responsáveis pelas áreas da mobilidade e da energia, é estabelecida um conjunto de informação a reportar pelos OPC à EADME, e em seguida, pela EADME ao Ponto de Acesso Nacional, à qual a ERSE terá acesso no âmbito das suas competências de monitorização do funcionamento do mercado da mobilidade elétrica.

Tendo em conta que a referida informação pode não ser suficiente para a atividade de monitorização de mercado, propôs-se inscrever no RME a possibilidade de a ERSE estabelecer, através de norma

complementar, a recolha junto dos OPC de informação necessária à monitorização de mercado que não conste dos dados recolhidos pela EADME, sendo a aprovação da referida norma objeto de consulta de interessados.

### **Comentários recebidos**

O Conselho Tarifário considerou essencial que os indicadores utilizados para monitorizar o funcionamento do mercado sejam definidos, antecipadamente, de forma objetiva e uniforme, permitindo avaliar de forma consistente a evolução do setor, o desempenho dos agentes e o grau de concorrência. De igual modo, as obrigações de reporte devem ser claramente especificadas, assegurando estabilidade, previsibilidade e harmonização entre operadores.

O Conselho Consultivo concordou com a proposta da ERSE, sublinhando a relevância de garantir que a informação recolhida no âmbito desta monitorização seja suficiente para identificar eventuais práticas que possam comprometer o correto funcionamento do mercado da ME.

A AMT, fazendo referência às suas competências específicas no âmbito do RJME e dos seus Estatutos, apresenta um conjunto de comentários e propostas no sentido de assegurar a coordenação entre a AMT, a ERSE e demais entidades relevantes. Em concreto, a AMT realça a necessidade de clarificar textualmente as competências de monitorização de mercado e de assegurar mecanismos eficazes de partilha de dados com a EADME, de modo a prevenir duplicações, potenciar o Ponto de Acesso Nacional e garantir uma fiscalização coordenada entre entidades, em linha com o disposto no Regulamento (UE) 2023/1804 (AFIR) do Parlamento Europeu e do Conselho de 13 de setembro de 2023. Simultaneamente, a AMT manifesta a sua disponibilidade para aprofundar a cooperação técnica com a ERSE na implementação do novo RJME.

A APOCME sugere que qualquer obrigação adicional de reporte de dados seja devidamente fundamentada, limitada ao estritamente necessário e implementada de forma simples, para evitar complexidade e encargos administrativos desproporcionados para os operadores.

A Atlante solicita clarificação sobre qual o instrumento através do qual será aprovada a norma complementar, se através de um regulamento específico ou se integrado num regulamento já existente.

A EMACOM considera essencial que as obrigações de reporte sejam proporcionais e não excessivamente onerosas para os pequenos OPC, garantindo que o conteúdo, periodicidade e nível de detalhe da informação sejam definidos após consulta pública, com foco na simplificação administrativa. Esta entidade refere ainda que todos os requisitos técnicos e de comunicação sejam devidamente clarificados, evitando ambiguidades que possam gerar custos ou atrasos, e solicitam uma descrição mais detalhada

das funções e responsabilidades da EADME.

A MOEVE solicita que sejam clarificados o âmbito da informação obrigatória, a forma e a periodicidade de envio e as garantias relativamente ao tratamento e proteção de dados comerciais sensíveis.

## **Decisão**

A ERSE toma boa nota dos comentários recebidos, e concorda no essencial com a necessidade de que as regras de recolha de informação sejam claramente especificadas, assegurando estabilidade, previsibilidade e harmonização entre operadores, bem como com o princípio de que se evitem duplicações de reporte e desenvolvimentos desnecessários por parte dos operadores.

A proposta da ERSE, de adiar para um momento posterior o detalhe da regulamentação da informação a prestar por parte dos OPC foi muito pragmática, tendo em conta o facto de ainda não estar completamente definido o reporte dos OPC à EADME e ao facto de, durante o período transitório, irem coexistir pontos de carregamento que vão operar sob dois regimes distintos.

Em termos de instrumento regulamentar, a expectativa é de que a norma complementar possa seguir um formato semelhante ao adotado na Diretiva [n.º 16/2024](#), de 20 de junho, nomeadamente na parte relativa dos preços médios faturados de eletricidade e gás, sendo a sua aprovação precedida de uma consulta onde serão discutidos os indicadores de monitorização, a informação obrigatória, a forma e a periodicidade de reporte.

Relativamente aos comentários da AMT, a ERSE concorda com a opinião expressa por esta entidade, de que é necessário assegurar uma boa articulação entre a ERSE, a AMT e as demais entidades relevantes de forma a assegurar um mercado da mobilidade elétrica que funcione corretamente e com uma supervisão e fiscalização adequadas. A ERSE entende que ambas as entidades estão conscientes dessa necessidade e disponíveis para trabalhar em conjunto.

Foi nesse sentido que a ERSE e AMT encetaram contactos durante a preparação da presente proposta, tendo inclusivamente ocorrido reuniões que incidiram sobre aspetos mais técnicos do reporte de informação.

No entanto, a ERSE entende que, ao invés de detalhar essas matérias no âmbito do RME, a cooperação institucional deve desenrolar-se no âmbito de instrumentos de cooperação bilateral, que possam, por

exemplo, definir de forma mais concreta o recorte de competências ou estabelecer protocolos de troca de informação.

## 2.2.9 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR DOS PRESTADORES DE SERVIÇOS DE MOBILIDADE ELÉTRICA (PSME)

### **Proposta submetida a consulta**

Na proposta de articulado apresentada na consulta pública, a ERSE incluiu o n.º 2 do artigo 3.º, que visa aproximar os deveres dos PSME para com os UVE, aos deveres previstos no relacionamento entre OPC e UVE, conforme decorre do Regulamento AFIR.

### **Comentários recebidos**

De forma geral, as entidades concordaram com a opção da ERSE, designadamente o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário. Ainda assim, algumas entidades consideram que o enquadramento dos PSME permanece insuficiente na proposta de articulado, sobretudo quando comparado com a densidade regulatória existente para outras entidades, como os OPC.

A DECO concorda com a solução proposta pela ERSE, mas entende que esta abordagem deve ser reforçada e melhor concretizada, propondo uma redação alternativa alinhada com o Regulamento AFIR e com a missão da ERSE na proteção dos direitos e interesses dos UVE.

No mesmo sentido, a Via Verde, a Greenvolt e a Goldenergy pedem uma clarificação da figura do PSME, com definição mais detalhada de funções, responsabilidades, direitos e obrigações, bem como das relações com OPC e UVE. A Greenvolt destaca ainda a necessidade de esclarecer se existem requisitos (por exemplo, de licenciamento) ou se se pretende deixar esta atividade evoluir de forma mais autónoma. Em paralelo, a EVIO considera a norma proposta potencialmente redundante por já decorrer do Regulamento AFIR e entende que, se mantida, deve ser melhor enquadrada no RME e complementada com os direitos dos PSME, incluindo regras de não discriminação pelos OPC. A EMACOM, por sua vez, aponta omissões e falta de clareza no relacionamento comercial entre entidades, nomeadamente com a EADME e entre OPC e PSME.

## **Decisão**

A proposta da ERSE estabelece que as condições contratuais oferecidas pelos PSME aos UVE devem respeitar os princípios da transparência e da não discriminação, em alinhamento com o previsto para os OPC no Regulamento (UE) 2023/1804 (AFIR), do Parlamento Europeu e do Conselho e no Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto.

Importa, no entanto, sublinhar que nem o Regulamento AFIR nem o referido decreto-lei impõem obrigações adicionais específicas quanto ao modo como os PSME devem estruturar ou publicitar a sua oferta, nem estabelecem a obrigatoriedade de celebração de contratos entre OPC e PSME. O RJME também não prevê qualquer tipo de procedimento de registo ou licenciamento para os PSME.

Assim sendo, a ERSE entendeu não dever ir além do quadro normativo definido no Decreto-Lei n.º 93/2025, não deixando de assegurar, no articulado, que os UVE dispõem de informação clara sobre os pontos de carregamento acessíveis ao abrigo das condições contratualmente oferecidas pelos PSME, nomeadamente através da disponibilização, nas respetivas páginas da internet, da lista de pontos de carregamento em que os UVE podem beneficiar do serviço de carregamento prestado por estas entidades.

### **2.2.10 INTEROPERABILIDADE**

#### **Proposta da ERSE**

O RJME estabelece, no artigo 9.º, relativo ao regime de exercício da operação de pontos de carregamento, que, para garantir a prestação dos serviços de carregamento aos UVE, os OPC podem celebrar contratos com outros prestadores de serviço de mobilidade elétrica.

A este respeito, e de modo a estar conforme ao que o RJME estabelece, a ERSE não introduziu quaisquer normas que previssessem a obrigatoriedade de ligação de PSME por parte de OPC.

#### **Comentários recebidos**

Sobre este tema, a Acciona alerta para o risco, ao nível da concorrência, associado à inexistência de interoperabilidade obrigatória, sublinhando que pode aumentar custos, trazer maior litigância ao setor e criar desigualdades entre operadores. Defende, ainda, que deveria existir interoperabilidade, centrada na EADME.

A AGEFE considera que devem existir incentivos para que exista interoperabilidade.



A APOCME defende soluções que evitem barreiras desnecessárias à entrada de novos operadores, enquanto a Enercom defende a “obrigatoriedade de interligação ao Hub nacional”, de modo a evitar consequências como concertação de preços ou impedimento de novos entrantes no mercado.

A EVIO defende que o RME deve estabelecer a necessidade de todos os OPC darem acesso aos PSME, em condições não discriminatórias. A Goldenergy assumiu uma posição semelhante, e entende ser fundamental que o RME concretize a necessidade de se maximizar a interoperabilidade, uma vez que, desse modo, os utilizadores terão mais opções ao seu dispor. Também recomenda que a interoperabilidade deve ser obrigatória, salvo “em caso de manifesta incompatibilidade técnica imputável ao PSME”.

A associação UVE entende que a interoperabilidade é um dos pilares essenciais na mobilidade elétrica, e considera que a interoperabilidade plena é indispensável para utilizadores e para a concorrência no setor da mobilidade elétrica.

## **Decisão**

A ERSE regista que o tema da interoperabilidade plena ou obrigatória, no relacionamento entre OPC e PSME, é um tema que motivou preocupação por parte de diversas entidades, nesta consulta pública, em particular no que toca ao impacto na concorrência e na liberdade de escolha dos UVE.

O RJME não prevê, no entanto, que possa ser imposto aos OPC a obrigatoriedade de celebração de contratos com os PSME que assim o pretendam, sendo a universalidade de acesso aos pontos de carregamento garantida aos UVE, por parte dos OPC, mas não necessariamente a partir dos PSME.

O Regulamento AFIR prevê, por outro lado, que os OPC não devem conceder a certos PSME um tratamento preferencial indevido, com preços diferenciados sem justificação, que afetem negativamente a concorrência. O artigo 5.º do Regulamento AFIR estabelece, aliás, que “os operadores dos pontos de carregamento acessíveis ao público não devem discriminar, através dos preços cobrados, entre utilizadores finais e prestadores de serviços de mobilidade, nem entre diferentes prestadores de serviços de mobilidade”.

Face ao exposto, a ERSE entende que o tema da interoperabilidade ficou enquadrado no RJME, que prevê a opção de celebração de contrato com PSME, por parte dos OPC.

No entanto, as atribuições da ERSE ao nível da mobilidade elétrica, previstas no artigo 31.º do RJME, incluem a proteção de direitos e interesses dos UVE em relação a preços, bem como a monitorização do

funcionamento do mercado da mobilidade elétrica. Nesse sentido, e no âmbito das suas atribuições, a ERSE não deixará de acompanhar a evolução do nível de concorrência no mercado, quer ao nível da atividade dos OPC, quer ao nível da atividade dos PSME, de modo a garantir a proteção dos interesses dos UVE.

## 2.2.11 TRANSPARÊNCIA DE PREÇOS

### **Proposta submetida a consulta**

Na proposta de articulado apresentada na consulta pública, a ERSE introduziu o artigo 93.º-C, que estabelece a obrigatoriedade, por parte de OPC e PSME, de garantirem aos UVE, através de página de internet ou aplicação móvel, a possibilidade de acompanharem, em tempo real, o custo da sessão de carregamento. O objetivo desta proposta era o de garantir aos UVE uma maior transparência nos preços das sessões de carregamento.

### **Comentários recebidos**

A proposta apresentada pela ERSE teve a concordância de algumas das entidades, nomeadamente da associação UVE. A Usenergy considera que deve ser divulgada a estimativa do custo da sessão, mas sem restrições aos canais usados. A AGEFE, por outro lado, considera que a transparência de preços só é garantida se o preço for “claro em €/kWh”, e classifica a proposta da ERSE como insuficiente. Recomenda, também, que seja divulgada informação indicativa de preço por kWh. A Acciona considera que permitir termos de faturação além dos €/kWh contraria o objetivo de assegurar a transparência de preços. A Goldenergy mostra-se, também, de acordo com a ideia de que o uso de termos de faturação para além de €/kWh dificulta a comparabilidade de preços.

Por outro lado, o Conselho Tarifário, o Conselho Consultivo, a Galp, a EDP S.A., a CEVE, a Elergone e a ENACOM alertam para o custo que a implementação desta medida pode trazer. Também foi referido, pelo Conselho Tarifário, pela Galp e pela EDP S.A., que a ERSE estaria a ir além do disposto no Regulamento AFIR e no RJME, com esta proposta.

A Powerdot alerta para o facto de, nos carregamentos prestados por PSME aos UVE, não ser possível ao OPC respetivo fornecer a informação de preço em tempo real. A Repsol pede que a ERSE confirme o seu entendimento de que a obrigação não se aplica aos OPC quando o serviço seja prestado por um PSME.

A APVE, a APOCME, a Moeve, a Elergone, a Remo / Mota Engil, a ENACOM e a Atlante chamam a atenção para aspetos como a concretização da definição de “tempo real”, o período de latência que possa existir na comunicação, ou a necessidade de se implementar esta medida de modo faseado.

A ACEMEL e a APOCME consideram que a ERSE não deve fazer distinção entre os canais utilizados para permitirem informação ao UVE sobre a sessão de carregamento, e refere, também, que o custo apresentado ao UVE deve separar a componente regulada da componente não regulada do custo da sessão global de carregamento.

A Via Verde pede que a ERSE especifique o nível de detalhe de todas as componentes do custo da sessão, em tempo real, que deve ser apresentado aos UVE.

### **Decisão**

É importante sublinhar que, se, por um lado, o Regulamento AFIR e o RJME permitem a coexistência de diversos termos de faturação nas sessões de carregamento, o Decreto-Lei n.º 93/2025 estabelece, no artigo 31.º, que, entre as atribuições da ERSE, está a proteção dos direitos e dos interesses dos UVE em relação a preços e qualidade de serviço. É neste âmbito que a ERSE considerou necessário melhorar a qualidade da informação de preços a que os UVE acedem, em particular nos casos em que exista uma profusão de termos de faturação, para que os UVE possam tomar decisões fundamentadas, quando escolhem os pontos de carregamento a que recorrem. A exigência de publicitação de valores estimados, em €/kWh, sugerida pela AGEFE, nos pontos que recorram a outros termos de faturação, teria a ela associado o risco de o preço efetivo ser muito diferente, uma vez que, em muitos casos, a potência de carregamento do veículo não coincide com a potência do ponto de carregamento, gerando um preço a cobrar ao UVE potencialmente muito superior ao preço indicativo.

A proposta de articulado previa que os UVE deviam poder aceder ao custo da sessão de carregamento, em tempo real. Esta possibilidade já existe hoje em dia, sendo facultada por alguns agentes do setor da mobilidade elétrica. Contudo, foram referidas à ERSE, nalgumas respostas à consulta pública, nomeadamente por operadores com significativa quota de mercado no setor, dificuldades e custos de implementação desta funcionalidade, que poderiam, em resultado desta medida, provocar custos mais elevados para os UVE.

Assim sendo, e de modo a conciliar as dificuldades mencionadas por alguns agentes com a necessidade de garantir aos UVE um nível adequado de transparência de preços, a versão final do RME dispensa esta

obrigação aos OPC ou PSME, mas apenas nas situações em que cobrem apenas o termo de faturação de €/kWh.

A obrigação de disponibilização do custo da sessão em tempo real, para os agentes que optem por ir além do termo de faturação de €/kWh, é apenas para o custo total do carregamento a suportar pelo UVE, sem prejuízo de OPC ou o PSME poderem apresentar, complementarmente, informação com as componentes do custo desagregadas.

No que toca ao período de latência entre o momento em que o custo de carregamento é gerado e o momento em que essa informação é fornecida ao UVE, e de modo a responder a potenciais dificuldades identificadas por alguns agentes, a ERSE decidiu estabelecer, na versão final do articulado, um período de latência máximo de 3 minutos, podendo, a título transitório, ser de 6 minutos em 2026 e 5 minutos em 2027. Este período de latência representa, apenas, um patamar mínimo de qualidade que a ERSE considera exigível, mas a ERSE sublinha que, hoje em dia, os agentes que já permitem este serviço fornecem a informação aos UVE com períodos de latência muito inferiores ao estabelecido no articulado.

Alguns agentes alertaram para o facto de o OPC não poder garantir informação sobre o custo real da sessão de carregamento, nos casos em que quem presta o serviço é o PSME. A este respeito, a ERSE esclarece que a obrigação está associada apenas à entidade que presta o serviço de carregamento ao UVE, ou seja, quando é o PSME a prestar o serviço de carregamento, cabe apenas ao PSME fornecer essa informação.

Finalmente, e sobre a proposta da UVE, de se tornar obrigatória a apresentação, no ecrã do ponto de carregamento, do custo da sessão, a ERSE optou por não introduzir essa obrigação, por poder trazer mais custos para uma solução em certa medida redundante, mas nada obsta a que os operadores o possam fazer.

## 2.2.12 INFORMAÇÃO PÚBLICA

### **Proposta submetida a consulta**

A proposta de articulado previa, no artigo 93.º-E, a disponibilização, por parte dos PSME, nas suas páginas de internet, de informação atualizada sobre os pontos de carregamento dos OPC com os quais esses PSME tenham contrato válido. Deste modo, todos os PSME irão apresentar aos UVE a lista de pontos de carregamento através dos quais o PSME pode prestar o serviço de carregamento ao UVE. O principal objetivo da proposta era o de reforçar a capacidade de planeamento dos carregamentos por parte dos

UVE, uma vez que, no novo modelo, os PSME poderão não celebrar contrato com a totalidade dos pontos de carregamento acessíveis ao público.

### **Comentários recebidos**

A respeito desta proposta, o Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário mostraram-se de acordo com a proposta da ERSE, tendo o Conselho Consultivo considerado, inclusive, que estas obrigações são importantes para o desenvolvimento do mercado da mobilidade elétrica.

A associação UVE saudou também a proposta da ERSE e recomendou, nos seus comentários à consulta pública, que fosse exigido maior detalhe na informação sobre os pontos que os PSME devem disponibilizar.

A Galp e a EDP S.A. consideraram que a ERSE deveria flexibilizar mais os meios de divulgação desta informação por parte dos PSME, nomeadamente a partir de aplicação móvel, ainda que sem necessidade de credenciação. A APOCME fez um comentário no mesmo sentido, de não se limitar os meios de disponibilização da informação.

A EVIO considerou este tema relevante, mas discordou da proposta da ERSE, considerando que a mesma exige aos PSME a divulgação de informação comercialmente sensível.

### **Decisão**

A proposta da ERSE prevê apenas que os PSME apresentem, na sua página de internet, a lista de pontos de carregamento aos quais os UVE podem aceder e nos quais podem ter o serviço de carregamento prestado por esses PSME, nas condições acordadas entre PSME e UVE. O novo RJME não estabelece a obrigatoriedade de os OPC celebrarem contratos com os PSME e, por isso, a ERSE procura, através desta proposta, garantir que os UVE sabem a que pontos de carregamento se podem dirigir, caso pretendam carregar o veículo nas condições oferecidas por um determinado prestador de serviço.

Relativamente à proposta da associação UVE, a ERSE compreende que se pretenda um maior detalhe na informação apresentada pelos PSME. Contudo, ao prever a obrigatoriedade de se apresentar a lista atualizada, os PSME terão de garantir um nível de detalhe mínimo (designadamente, identificação do ponto e localização) que permita aos UVE identificar os pontos da lista.

No que concerne aos meios através dos quais a lista de pontos de carregamento deve ser divulgada, a ERSE considera que os UVE não devem ser obrigados a descarregar aplicações móveis para saberem, antecipadamente, quais os pontos de carregamento que têm acordo com cada PSME. Esta possibilidade

aumentaria a flexibilidade do lado dos PSME. No entanto, o novo modelo do setor pode vir a ter um número elevado de PSME, e a rede de pontos aderentes a cada PSME pode, também, ser muito variável. Alargar o meio de divulgação da lista às aplicações móveis traria, potencialmente, a necessidade de os UVE instalarem diversas aplicações nos seus dispositivos, caso pretendessem saber quais os pontos de carregamento, com parceria com cada PSME, que lhes são mais convenientes, onerando, assim, os UVE.

A decisão final da ERSE é, por isso, a de manter a necessidade de divulgação, na página de internet dos PSME, da lista de pontos de carregamento com as quais os PSME tenham celebrado contrato, sem prejuízo de os PSME poderem optar por meios alternativos ou complementares de divulgação dessa informação.

### 2.2.13 PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS À REDE

#### **PROPOSTA DA ERSE**

A proposta da ERSE teve em conta que no atual regime jurídico da mobilidade elétrica as instalações de consumo com pontos de carregamento de veículos elétricos, acessíveis ao público ou não, dentro do novo regime jurídico da mobilidade elétrica, têm as mesmas condições para prestar serviços à rede que todos os outros ativos flexíveis. Considerou-se, assim, não ser necessário qualquer regra em especial para facilitação ou remoção de barreiras para a mobilidade elétrica.

#### **COMENTÁRIOS RECEBIDOS**

Em geral, os comentários recebidos apontam para a necessidade de esclarecimentos adicionais quanto aos requisitos de participação de OPC e veículos elétricos em serviços de flexibilidade e de sistema.

O Conselho Consultivo refere que as funcionalidades de carregamento inteligente e bidirecional ao nível do quadro regulamentar devem ser facilitadas. Nas regiões autónomas, importa assegurar um mecanismo de prestação de serviços atrativo para a assegurar a segurança da exploração dos sistemas elétricos isolados e de pequena dimensão. O Conselho Consultivo considera ainda que deve ser promovida regulamentação para definir requisitos de habilitação das unidades físicas agregadas para participação em serviços de sistema.

O Conselho Tarifário considera que persistem lacunas regulamentares sobretudo na definição de regras operacionais que permitam a habilitação efetiva destes ativos no mercado da eletricidade.

A maior parte dos comentários (ACEMEL, APVE, EDP, EMACOM, EEM, REMO/Mota-Engil e Usenergy) considera que falta clarificação de regras para habilitação de unidades físicas ou agregadas e recomendam a existência de regras claras para a participação dos operadores em mercados de flexibilidade e serviços à rede, assegurando interoperabilidade e proteção dos utilizadores.

A REMO/Mota-Engil, considera ainda que a ERSE deve promover projetos-piloto específicos da mobilidade elétrica e que seria útil a ERSE explicitar de que forma os veículos elétricos e OPC podem participar nos mercados de reserva de restabelecimento de frequência e nos demais serviços de sistema, clarificando:

- i) Os requisitos técnicos mínimos para elegibilidade dos recursos;
- ii) Os critérios para agregação de múltiplos pontos de carregamento;
- iii) Os procedimentos de comunicação, reporte e validação de dados;
- iv) As regras de responsabilização por desvios e participação em mecanismos de *settlement* relevantes.

A Usenergy destaca também que a regulação deve permitir a participação plena em mercados organizados, os modelos V1G e V2G, agregação independente sem autorização prévia do comercializador principal e dados em tempo útil.

O Conselho Consultivo, a EMACOM e a EEM referem ainda a necessidade de dar especial atenção aos sistemas elétricos isolados e de pequena dimensão, assegurando um mecanismo de prestação de serviços suficientemente atrativo para a assegurar a segurança da exploração dos sistemas elétricos isolados e de pequena dimensão.

## DECISÃO

A ERSE reconhece que a participação de ativos em agregação carece de definição de regras adicionais, apontando para o desenvolvimento de projetos-piloto para a sua concretização. Contudo, reforça a ideia de que não existem atualmente barreiras injustificadas para a participação da mobilidade elétrica em serviços de flexibilidade ou de sistema, face a qualquer outro ativo flexível. O mesmo acontece com os agregadores independentes.

O MPGGS, aprovado no âmbito da Consulta Pública 127 <sup>7</sup>, atribui ao Gestor Global do Sistema (GGS) a tarefa de estabelecer um projeto-piloto sobre as regras de programação aplicáveis a unidades físicas agregadas. O GGS também está incumbido de apresentar uma proposta de projeto-piloto para prestação do serviço de aFRR <sup>8</sup> em grupos de unidades físicas em portfólio. Por outro lado, o projeto FIRME <sup>9</sup>, relativo à Flexibilidade Integrada em Regime de Mercado, aprovado ao abrigo do artigo 78.º do Regulamento de Operação das Redes do setor elétrico <sup>10</sup>, obteve como resultado do último leilão 15 postos de carregamento de veículos elétricos, demonstrando assim a possibilidade da integração destes ativos em projetos de prestação de serviços à rede.

A atribuição aos operadores e gestor do sistema da tarefa de desenvolvimento destes projetos não impedem o desenvolvimento de outros projetos-piloto para a mobilidade elétrica ou envolvendo diversos ativos que incluam pontos de carregamento ou veículos elétricos, seja por parte dos operadores ou outra entidade.

A ERSE toma boa nota do comentário relativo à necessidade de existir um mecanismo de prestação de serviços atrativo nos sistemas elétricos isolados, devendo esta questão ser tida em conta na análise e enquadramento de projetos deste tipo que sejam desenvolvidos nas Regiões Autónomas.

## 2.2.14 MEDIÇÃO EM CC

### PROPOSTA DA ERSE

A ERSE considerou retirar as regras do RME previstas para a medição em corrente contínua, existindo atualmente regras aplicáveis para o carregamento de veículos elétricos. Em particular, destaca-se a existência do “Regulamento do Controlo Metrológico Legal dos Equipamentos de Carregamento de Veículos Elétricos” publicado pela Portaria n.º 97/2025/1, de 12 de março.

---

<sup>7</sup> <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-publica-127/>

<sup>8</sup> Automatic Frequency Restoration Reserve

<sup>9</sup> <https://www.e-redes.pt/pt-pt/transicao-energetica/inovacao-e-desenvolvimento/firme>

<sup>10</sup> Regulamento n.º [816/2023](#), de 27 de julho



## **COMENTÁRIOS RECEBIDOS**

O Conselho Consultivo concorda com a abordagem da ERSE de não incluir regras específicas relativas à medição em corrente contínua na revisão do RME.

A ACEMEL e a Usenergy referem os trabalhos em curso da revisão no âmbito da normalização e considera que deve ser previsto um regime transitório até existir norma harmonizada e clarificados os procedimentos de verificação metrológica assegurando a coerência com o regulamento de controlo metrológico legal aprovado pela Portaria n.º 97/2025/1, de 12 de março.

### **Decisão**

Uma vez que existe um regulamento de controlo metrológico legal aplicável aos equipamentos de carregamento de veículos elétricos, da competência do Instituto Português da Qualidade, a ERSE decide retirar as regras específicas relativas à medição em corrente contínua e adaptar a redação do regulamento em conformidade.

## **2.2.15 PRAZO PARA ENTRADA EM VIGOR DAS ALTERAÇÕES AO RAC, RQS, GMLDD**

### **Proposta da ERSE**

A ERSE propôs que as alterações ao Regulamento do Autoconsumo, ao Regulamento da Qualidade de Serviço e ao Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados entrassem em vigor seis meses após a respetiva publicação.

Esta proposta suscitou alguns comentários, em sentidos divergentes.

## **COMENTÁRIOS RECEBIDOS**

O Conselho Consultivo e o Conselho Tarifário manifestaram a sua concordância relativamente ao prazo proposto. Por seu lado, a EDP e a E-REDES sugeriram o alargamento do prazo, entendendo que seis meses não serão suficientes para que os diversos intervenientes procedam a todas as alterações necessárias. Por último, a AGEFE entende que o prazo proposto é excessivo, defendendo a sua redução para não atrasar a implementação do modelo.

## DECISÃO

As alterações propostas pela ERSE para a implementação do novo modelo, em particular no âmbito do Guia, tendo em vista a operacionalização do direito à livre escolha do comercializador pelo OPC/DPC para pontos de carregamento ligados a instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica, impactam de forma significativa na estrutura, processos e sistemas dos vários intervenientes no setor elétrico e, em especial, dos operadores de rede, atentas as suas responsabilidades.

Neste sentido, e com base na experiência prévia relativa a situações similares, não se afigura realista exigir a plena implementação do modelo num curto período de tempo. Os comentários apresentados pela E-REDES, enquanto principal operador de rede, refletem isso mesmo: “ (...) a E-REDES realça que as alterações em causa implicam definir e implementar um novo modelo de dados nos sistemas do ORD e dos restantes agentes, nomeadamente na representação da dependência hierárquica entre pontos de entrega, contratos e equipamentos de medição, aspetos que suportam de forma transversal atividades relacionadas com licenciamento das instalações, medição, faturação de consumos e *switching*”.

Por outro lado, é fundamental que essa implementação, incluindo, designadamente, a constituição dos pontos de medição internos e a contratação do fornecimento, tenha lugar na vigência do regime transitório, de modo a assegurar a continuidade do funcionamento das instalações já hoje existentes, não exclusivas para a mobilidade elétrica, com pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica. Nos termos do Decreto-Lei n.º 93/2025, esse regime vigora até ao final do ano de 2026.

Neste quadro, o prazo de seis meses inicialmente proposto pela ERSE parece afigurar-se como razoável e equilibrado, sem prejuízo do acompanhamento que será feito ao longo do próximo ano, mormente pelos operadores de rede e pela própria ERSE. Não foram, assim, introduzidas alterações nesta matéria.

## 2.3 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

Neste capítulo discutem-se os comentários relativos a temas que suscitaram questões muito específicas por parte dos participantes e/ou cujo número de comentários recebidos foi reduzido, face aos temas dos capítulos anteriores. O teor destes comentários foi tido em consideração na decisão final da ERSE, sendo apresentados em capítulo próprio para não prejudicar a visão de conjunto. Os comentários estão organizados por tema. A numeração das normas, tal como sucede para os restantes pontos deste relatório, faz referência à versão proposta em consulta.

### 2.3.1 LIGAÇÕES

Comentário	Observação da ERSE
<p>Wowplug</p> <p>A Wowplug refere que a proposta da ERSE não reviu o processo de instalação de PCVE, nomeadamente quando requerem ramais próprios, no sentido de se atingirem com tempos mais céleres e menos burocráticos. Tendo em conta a necessidade de cumprir objetivos de modernização do país, bem como as metas de descarbonização, esta entidade propõe que, para as ligações de PCVE, sejam revistos os prazos que o ORD tem de cumprir as suas tarefas, para três dias úteis, após a data do pedido/pagamento, no que diz respeito ao orçamento ao pedido de viabilidade, na resposta ao pedido de autorização de início de obra e de fecho de obra, na instalação do contador e na integração do posto de carregamento.</p> <p>Também é solicitada a automatização do processo de comissionamento por parte da EGME, por forma aos operadores não estarem dependentes das slots das equipas técnicas da EGME para efetuar os ditos comissionamentos.</p>	<p>No caso do processo de comissionamento por parte da EGME, a ERSE entende que, face ao previsível <i>phasing-out</i> dos pontos de carregamento ligados à EGME, a proposta em questão perde relevância.</p> <p>Quanto aos prazos aplicáveis à ligação e integração dos PCVE, não tendo sido estes objeto de proposta por parte da ERSE, e não se tendo registado mais comentários sobre o tema, a ERSE entende que não tem condições de alterar qualquer regra sobre este aspeto, mantendo-se para estas instalações a aplicação dos prazos que vigora para as restantes tipologias de ligação. Não se coloca de parte analisar este tema em mais detalhe no futuro, no âmbito de processos de revisão regulamentar que incidam sobre esta matéria.</p>

2.3.2 PONTOS DE CARREGAMENTO LIGADOS A INSTALAÇÕES ELÉTRICAS NÃO EXCLUSIVAS PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA	
Comentário	Observação da ERSE
<p><b>AMME</b></p> <p>“1. Não é claro se há limite e qual é o limite do número de Equipamentos de medição (EMI) internos no mesmo CPE.”</p>	<p>A ERSE não propôs limites ao n.º de sub-CPE. A única limitação estabelecida no Guia é a impossibilidade de serem constituídos sub-CPE a jusante de sub-CPE (i.e., sub-CPE em série), designadamente pela complexidade que tal situação introduziria a nível do apuramento de dados de cada sub-CPE.</p> <p>Considerou-se que o Guia não deveria estabelecer restrições <i>a priori</i>, sem que se apurem impedimentos fundados para tal.</p>
<p><b>AMME</b></p> <p>“3. Os EMI estão desenhados para ser utilizados pela Mobilidade elétrica, no entanto a AMME recomenda não limitar este conceito à Mobilidade elétrica. A aplicação pode simplificar outros casos de uso como parques de campismo ou qualquer outro caso similar onde seja necessária/útil a partilha de um ramal.”</p>	<p>A legislação e a regulamentação vigentes não impedem a utilização de equipamentos de medição internos para segregação de consumos fora do quadro da mobilidade elétrica. Contudo, se essa segregação tiver subjacentes diferentes contratos de fornecimento, no atual quadro legal só é possível para pontos de carregamento de veículos elétricos ligados a instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica.</p> <p>Importa mencionar que os parques de campismo podem estar abrangidos pelo conceito de rede de distribuição fechada, previsto na lei.</p>

<p><b>AMME</b></p> <p>“4. Falta de clareza do conceito DPC. No presente texto os OPC e DPC são frequentemente referidos em conjunto e, ainda que nos seja clara a sua equivalência do ponto de vista do acesso à rede elétrica/fornecimento de energia, cremos que possa colocar-se alguma ambiguidade no estabelecimento das respetivas regras e responsabilidades, em particular se for considerada a possibilidade da integração dos postos de carregamento com certificação MID.”</p>	<p>Nos termos do Decreto-Lei n.º 93/2025, aos DPC aplica-se, genericamente, o quadro de direitos e de obrigações aplicáveis aos OPC. Os DPC, contudo, só podem atuar em pontos de carregamento não acessíveis ao público. De qualquer modo, para o que releva do comentário, e pelas razões apontadas no capítulo 2.2.2, o apuramento de quantidades para faturação no âmbito dos vários contratos existentes no setor elétrico (de uso das redes e de fornecimento), no “Modelo sub-CPE”, não considera os registos dos equipamentos de medição dos postos de carregamento (estejam estes a cargo de OPC ou de DPC).</p>
<p><b>APVE</b></p> <p>“A APVE solicita ainda clarificação sobre os seguintes pontos operacionais e regulatórios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Qual a entidade responsável e o processo de verificação para prevenir erros de faturação no novo modelo, considerando a extinção da função de validação previamente desempenhada pela EGME/Mobi.E?</li> <li>• Qual o procedimento e base legal operacional para a contratação com um ou mais comercializadores no mesmo ponto de carregamento/sub-CPE?</li> <li>• Qual a calendarização para a disponibilização de pontos de medição/pontos de fornecimento/códigos de ponto de entrega</li> </ul>	<p>As questões colocadas pela APVE merecem os seguintes esclarecimentos e comentários por parte da ERSE:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• No modelo agora ao abrigo do período transitório, a EGME é responsável pela recolha, tratamento e disponibilização de dados dos pontos de carregamento de veículos elétricos integrados na rede de mobilidade elétrica. No novo modelo, esses dados não têm relevância para o setor elétrico (cujo apuramento terá lugar no referencial dos equipamentos de medição do operador de rede), mas apenas para faturação aos utilizadores dos veículos elétricos. Neste sentido, a responsabilidade por esses dados é do OPC respetivo;</li> </ul>

<p>autónomos e o procedimento aplicável durante o período transitório? Quais as taxas previstas para o novo contador interno?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Qual a entidade fiscalizadora e o processo de auditoria para o apuramento das TAR por diferença de diagramas?</li> <li>• Pede-se a descrição completa do processo regulado (aquisição, instalação, exploração, substituição) dos medidores internos, com SLA do ORD e prazos máximos por nível de tensão/potência.”</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A contratação de fornecimento em sub-CPE, para segregação de consumos da mobilidade elétrica, decorre do estabelecido no artigo 24.º, n.º 3 do Decreto-Lei n.º 93/2025, onde não constam normas sobre a celebração de múltiplos contratos de fornecimento num mesmo ponto de medição;</li> <li>• O prazo máximo para a instalação do equipamento de medição pelo operador foi reduzido de quatro para dois meses. O preço regulado aplicável deverá coincidir com o que já vigora para os equipamentos de medição em instalações de produção ou armazenamento, no regime de autoconsumo;</li> <li>• O apuramento de dados pelos operadores de rede, designadamente para efeitos de faturação das tarifas de acesso à rede, está sujeito aos mecanismos de supervisão legais e regulamentares, designadamente no âmbito do quadro de atuação da ERSE. Os dados apurados pelo operador de rede não são utilizados na faturação aos UVE;</li> <li>• A proposta atribui a propriedade dos equipamentos de medição dos sub-CPE aos respetivos titulares e a detenção desses equipamentos ao operador de rede, mediante cobrança de um preço regulado. Esse preço é diferenciado por nível de tensão e de fornecimento. O prazo para instalação do</li> </ul>
---	--

	equipamento de medição é único, de dois meses contados do pedido.
<p><b>Atlante</b></p> <p>A Atlante solicitou a confirmação de que i) os OPC poderão negociar o seu próprio contrato de fornecimento de energia com um comercializador/fornecedor de energia separado, independentemente do contrato que o titular do equipamento de medição 1 tenha em vigor; ii) às entregas aos pontos de entrega internos de instalação de consumos não exclusiva para a mobilidade elétrica, serão cobrados os preços com uma TAR simplificada, que inclui Energia e Potência de Ponta e iii) de que não serão cobrados com Potência contratada (uma vez que esta será cobrada apenas ao proprietário do equipamento de medição 1, calculada pela diferença entre a Potência no equipamento de medição 1 e a Potência no equipamento de medição, nem serão cobrados outros termos fixos ao OPC.</p>	<p>O entendimento da Atlante daquela que foi a proposta da ERSE está correto.</p>
<p><b>Enercom</b></p> <p>“Assim, a nossa proposta é de que o texto deva refletir três pontos determinantes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Os pontos de entrega interno com vista á mobilidade elétrica, só podem ser contratados por OPC registados na DGEG, estando vedada a outras entidades</li> <li>• Os OPC que contratam os pontos de entrega interno têm de aprovisionar sistemas de gestão</li> </ul>	<p>As questões colocadas pela Enercom merecem os seguintes esclarecimentos e comentários por parte da ERSE:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• A sugestão de limitar a contratação em sub-CPE a OPC registados na DGEG não decorre da lei, nem da regulamentação;</li> <li>• A gestão da potência disponível em cada instalação caberá aos respetivos titulares, não</li> </ul>

<p>dinâmica de carga limitada à potencia contratada, para evitar os disparos por sobre potencia</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Não há limitação no número de OPC a operar com pontos de medida internos contratados, sendo limitado a 1 ponto de medida interno por OPC.”</li> </ul>	<p>devendo a ERSE impor soluções técnicas, nem os respetivos custos decorrentes dessa eventual imposição. Na BTN, a potência disponível no sub-CPE será sempre limitada pela potência contratada a montante, para o CPE;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nesta fase, a ERSE opta por não estabelecer limites à existência de sub-CPE, em função do OPC ou de outro qualquer critério.</li> </ul>
<p><b>E-REDES</b></p> <p>“Por fim, a E-REDES entende que a versão final do articulado deve explicitar de que forma são tratadas as situações em que a medição da instalação de utilização é realizada num nível de tensão diferente da tensão de fornecimento. Para o efeito, a E-REDES entende que as perdas de transformação devem ser aplicadas aos valores registados no ponto de medição que permita obter os consumos totais da instalação, previamente à determinação do consumo da instalação principal por diferença com os pontos de medição internos. Esta proposta, que faz recair a totalidade das perdas internas no contrato da instalação principal, corresponde a uma simplificação fundamental para a implementação atempada das alterações propostas.”</p>	<p>A ERSE concorda com o princípio e entende-o já salvaguardado no Guia em vigor, nos termos do n.º 11 do art.º 33.º.</p>
<p><b>E-REDES</b></p> <p>“A E-REDES também considera importante que a versão final do articulado faça referência explícita ao facto de não ser possível solicitar constituição</p>	<p>O quadro regulamentar, e em particular o RRC, prevê um tratamento diferenciado destas instalações, atendendo à sua natureza, sendo essa</p>



<p>de pontos internos de medição em instalações provisórias ou eventuais.”</p>	<p>diferenciação refletida, também, ao nível da mudança de comercializador. Nesse sentido, a ERSE considerou adequado acolher o comentário da E-Redes, no sentido de se excecionar as instalações provisórias e eventuais da possibilidade de constituição de pontos de medição internos. A alteração foi integrada no articulado do RRC.</p>
<p><b>E-REDES</b></p> <p>A E-REDES denota também que existem outros aspetos associados à faturação para além das TAR, nomeadamente a taxa DGEG, a tarifa social, a Contribuição Audiovisual (CAV) e a isenção de CIEG aplicável a clientes eletrointensivos, cuja aplicação a este tipo de instalações requer de maior detalhe. Para o efeito, a E-REDES sugere a definição de regras de aplicação e de cálculo para cada uma destas componentes, eventualmente no próprio articulado, podendo, a título de exemplo, considerar-se a aplicação destas taxas e isenções com base apenas nos consumos e variáveis de faturação referentes à instalação principal, ou, em alternativa, considerando também os consumos e variáveis de faturação referentes aos pontos de medição internos. Em todo o caso, a E-REDES sinaliza que a regra deve ser aplicada uniformemente para estas várias componentes, uma vez que uma aplicação diferenciada para as diferentes variáveis aumenta de forma significativa a complexidade de implementação em sistemas.</p>	<p>A ERSE entende que os aspetos identificados se prendem com questões de aplicabilidade (taxas DGEG e CAV) ou de elegibilidade (tarifa social e isenção de CIEG a clientes eletrointensivos) que não estão no foro de decisão da ERSE, pelo que devem ser endereçadas às entidades competentes. No caso da tarifa social, face aos critérios de elegibilidade atualmente em vigor, que limitam a aplicação a instalações de BTN até 6,9 kVA, considera-se deveria ser improvável o aparecimento de pontos de medição internos para o carregamento de veículos elétricos. No caso das isenções dos CIEG, coloca-se também a questão da elegibilidade, onde não é evidente que a aplicação de uma eventual isenção se estenda ao ponto interno.</p>

<p><b>Moeve</b></p> <p>“Instalações onde existam dois ou mais contadores internos, operados por OPCs distintos, partilhando a mesma instalação física. A MOEVE pergunta:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Esta situação está contemplada no atual enquadramento?</li> <li>• Será criada uma categoria específica para regulamentar instalações com múltiplos contadores internos?</li> <li>• Cada contador pode ter um contrato de fornecimento de eletricidade distinto?</li> <li>• Como será assegurada a separação e identificação dos consumos?</li> <li>• Qual será o critério aplicável a potências contratadas, TAR e responsabilidades de reporte?”</li> </ul>	<p>As questões colocadas pela Moeve merecem os seguintes esclarecimentos e comentários por parte da ERSE:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• O modelo estabelecido possibilita a coexistência de múltiplos sub-CPE em instalações de consumo não exclusivas para a mobilidade elétrica. Não obstante, a ERSE entende que a condição necessária para implementação do modelo, no atual quadro legal e regulamentar, é a existência de pontos de carregamento de veículos elétricos. A fronteira entre instalação exclusiva ou não exclusiva para a mobilidade elétrica é ténue, senão inexistente (uma simples tomada elétrica determinaria essa transição de exclusiva para não exclusiva). Por último, como já se referiu no documento, esperam-se desenvolvimentos ao longo de 2026, no âmbito da transposição da Diretiva (UE) 2024/1711 do Parlamento Europeu e do Conselho.</li> <li>• Pelo que se referiu, não se entende necessária a criação de uma nova categoria.</li> <li>• Sim, o modelo adotado visa exatamente regulamentar o direito à livre de escolha de comercializador nos sub-CPE.</li> <li>• Cada sub-CPE terá um equipamento de medição cujos registos serão recolhidos pelo</li> </ul>
--	---

	operador de rede para esse efeito. Não se permite a existência de sub-CPE em série.
<p><b>TLDR (Particular)</b></p> <p>“A <i>Situação 2</i> proposta recorre a um Operador de Ponto de Carregamento (OPC) para gerir o ponto de carregamento. Contudo, o regulamento não define adequadamente de que forma o OPC procede à aquisição de energia ao proprietário do CPE. Na generalidade dos casos, atendendo ao mercado altamente regulado do sector energético português, essa entidade não tem base legal para vender energia ao OPC. Paralelamente, na ausência de segregação de consumos, o ORD não consegue fazer a separação de consumo necessária.</p> <p>Recomenda-se que a proposta inclua esclarecimentos adicionais sobre como estas situações poderiam funcionar na prática, incluindo potenciais modelos de faturação e aquisição de energia.”</p>	<p>A “Situação 2” corresponde ao que, no capítulo 2.2.2, se designa por “Modelo Acordado”. Este modelo já está implementado em diversas instalações (e.g., em condomínios, quando os circuitos de alimentação derivam do quadro de serviços comuns) e assenta em acordo entre as partes: titular do CPE e OPC/DPC. Na perspetiva do setor elétrico, a segregação de consumos, neste modelo, não é relevante, uma vez que a faturação (acesso e fornecimento) tem lugar no ponto de fronteira entre a rede e a instalação. A jusante está, então, o acordo para repasse de custos a imputar ao OPC/DPC, entre este e o titular da instalação com contrato de fornecimento, o qual não constitui cedência de energia a terceiros, já que não se encontra preenchido o requisito que determinaria a pluralidade de “instalações de consumo distintas” (nos termos do artigo 71.º, n.º 2 do Regulamento das Relações Comerciais).</p>
<p><b>Power Dot</b></p> <p>“O artigo 11.º-A também não esclarece se o solicitante do equipamento de medição apenas precisa disponibilizar o espaço, ou se deve igualmente garantir a pré-instalação da infraestrutura (cabos, caixas, etc.) até ao ponto de medição.</p>	<p>A responsabilidade do operador de rede cinge-se à cadeia de medição, como aliás sucede no caso geral de ligação à rede de instalações elétricas de utilização.</p>

<p>Além disso, não fica claro se existem requisitos técnicos mínimos ou normas de segurança para o espaço a ser disponibilizado para a instalação do equipamento de medição (por exemplo, acessibilidade, proteção contra vandalismo e intempéries).”</p>	<p>As matérias a coberto da segunda parte do comentário não integram as competências da ERSE.</p>
<p><b>REMO/Mota-Engil</b></p> <p>“Neste contexto, considera-se fundamental que o regulamento clarifique os prazos máximos a que o operador de rede deve obedecer para disponibilizar os dados quarto-horários relativos ao ponto de ligação e ao ponto de medição interno, assegurando que essa disponibilização ocorra de forma tempestiva e regular.”</p>	<p>Os prazos para disponibilização de dados pelos operadores de rede encontram-se estabelecidos na regulamentação, designadamente no RRC, no RSRI e no Guia.</p> <p>Essa disponibilização é diária e, no caso geral, deve ter lugar no dia seguinte ao do consumo.</p> <p>O “Modelo EGME” constitui uma exceção a esta regra (justificada pela necessidade de troca de dados entre operador de rede e EGME) e, para as instalações acolhidas a este modelo, a disponibilização tem lugar em até cinco dias.</p>
<p><b>Repsol</b></p> <p>“Sugere-se a clarificação, no Regulamento, da possibilidade poderem coexistir comercializadores distintos para o fornecimento de eletricidade medida no contador principal e para o fornecimento de eletricidade ao OPC, medida no contador interno para a mobilidade elétrica.”</p>	<p>Como acima se referiu (e.g., resposta às questões suscitadas pela Moeve), o modelo adotado visa exatamente regulamentar o direito à livre de escolha de comercializador nos sub-CPE.</p>

<p><b>Wowplug</b></p> <p>A Wowplug assinala que não é proposta a eliminação da taxa de audiovisual dos contratos nos CPE exclusivos para os postos de carregamento, que não usufruem dos serviços audiovisuais.</p>	<p>A ERSE não tem competência para a decisão proposta pela Wowplug.</p>
---	---

2.3.3 PERÍODO DE REGULAÇÃO	
<b>Comentário</b>	<b>Observação da ERSE</b>
<p><b>EDP</b></p> <p>3.1. Artigo 34.º Período de regulação</p> <p>O n.º 1 do artigo 34.º do RME dispõe que o período de regulação tem a duração de três anos e deverá preferencialmente coincidir com o período de regulação do setor elétrico.</p> <p>A EDP entende que a duração do período de regulação deve ser corrigida para 4 anos, i.e., coincidente com a duração do período regulatório do SEN.</p>	<p>A ERSE agradece o comentário e corrigiu a duração de regulação para quatro anos.</p>

2.3.4 UTILIZAÇÃO DO ESPAÇO PÚBLICO	
<b>Comentário</b>	<b>Observação da ERSE</b>

<p><b>Enercom</b></p> <p>“o decreto lei continua a entregar o ónus da atribuição da utilização do espaço publico às camaras municipais, deixando-as livres de definirem os critérios e regras (...). A falta de regulamentação nesta área permite que alguns os municípios continuem a atribuir os espaços públicos mediante regras próprias.</p> <p>Na nossa opinião deverá ser produzida regulamentação que permita o acesso aberto á possibilidade de instalação de postos de carregamento em espaço publico”.</p> <p><b>AGEFE</b></p> <p>“é importante estabelecer um referencial nacional e um caderno de boas práticas para a atribuição de licenças de utilização do espaço público com base em regras de mercado, promovendo a transparência, reduzindo a arbitrariedade e evitando a fragmentação local dos procedimentos”</p> <p><b>APVE</b></p> <p>“Sugere-se a definição de prazos máximos vinculativos para todas as etapas críticas do processo de instalação, ligação e comissionamento de infraestruturas de carregamento, promovendo maior previsibilidade e eficiência.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A ERSE não tem competência atribuída por diploma legal sobre as regras de licenciamento dos OPC, nem de utilização de espaço público, não podendo a ERSE agir desrespeitando o princípio da legalidade (artigo 3.º do CPA e artigos 7.º ss. do Decreto-Lei n.º 93/2025).</li> </ul>
---	--

<p>Recomenda-se a definição de critérios nacionais para o licenciamento e utilização do espaço público destinado à instalação de infraestruturas de carregamento, garantindo procedimentos uniformes, prazos definidos e transparência para todos os operadores.”</p>	
---	--

2.3.5 TEMPO DE RESPOSTA A INCIDENTES E AVARIAS	
Comentário	Observação da ERSE
<p><b>EMACOM</b></p> <p>“No que se refere, em geral, a tempos de resposta a incidentes e avarias e, em particular, no que diz respeito ao Artigo 68º- “Impossibilidade de desligação de cabo de carregamento”, somos da opinião que continua muito difícil um OPC conseguir, neste pequeno mercado, dar a resposta adequada no espaço de tempo proposto. De facto, existem pontos de carregamento instalados em quase todos os concelhos da Região Autónoma da Madeira e, em nosso entender, estes tempos de resposta obrigatórios não estimulam o mercado concorrencial da atividade de OPC e respetivo incremento na instalação de novos pontos de</p>	<p>Não foram recebidos outros comentários sobre o tema. Relembra-se que, terminado o regime transitório, esta norma deixa de vigorar. Assim, não se considerou necessária esta alteração que vigoraria somente durante o regime transitório.</p>

<p>carregamento em locais fora dos grandes aglomerados populacionais.</p> <p>Neste âmbito, propõe-se aumentar o referido prazo para 6 horas, pelo menos para as ocorrências comunicadas entre as 00h00 e as 06h00.”</p>	
---	--

2.3.6 OUTROS	
Comentário	Observação da ERSE
<p><b>AGEFE</b></p> <p>“(…) deverão ser consideradas outras medidas relacionadas com a transparência de preços e liberdade de escolha dos UVE, nomeadamente: a possibilidade de carregamento pré-determinado até certo valor monetário”</p>	<p>O modelo de mobilidade elétrica em vigor e o modelo previsto no novo RJME não impedem os agentes de oferecerem soluções de utilização de meios de pagamento pré-pagos no carregamento de veículos elétricos. Atualmente, existem comercializadores de mobilidade elétrica que facultam ao UVE a possibilidade de carregar previamente o cartão CEME com um determinado montante, que pode ser depois utilizado no ponto de carregamento. Como tal, a ERSE entende não ser necessária nenhuma alteração ao articulado nesta matéria.</p>
<p><b>Atlante</b></p> <p>A Atlante, referindo-se à alteração do modelo jurídico da mobilidade elétrica, comenta que da “referida transformação poderá implicar a cessação antecipada de (...) contratos, bem como incumprimento dos volumes mínimos de aquisição, o que poderá dar origem a penalizações contratuais”. Sugere, dessa forma, o seguinte:</p>	<p>O caso identificado pode corresponder a alteração das circunstâncias que fundaram a decisão de contratar, nos termos gerais do Direito Civil. As partes têm disponível um período temporal considerável desde a entrada em vigor do novo regime jurídico até 1 de janeiro de 2027 para conformarem os contratos ao novo regime jurídico. Nesse âmbito, não cabe à ERSE, enquanto</p>



<p>«Neste contexto, a Atlante solicita que a ERSE esclareça expressamente que a entrada em vigor do novo regime legal e regulamentar constitui fundamento bastante para a cessação ou renegociação dos contratos de fornecimento celebrados entre CEME e comercializadores do setor elétrico, sem aplicação de penalizações; ou, alternativamente [sic]. Assim, propõe-se que o novo RME inclua uma norma transitória específica que:</p> <p>a) suspenda, durante o período de transição, a aplicação de penalizações contratuais por cessação antecipada ou incumprimento de cláusulas de volume, quando tal cessação resulte exclusivamente da entrada em vigor do novo regime; ou, em alternativa,</p> <p>b) preveja um prazo uniforme e obrigatório para o termo dos contratos atuais, permitindo aos CEME alinharem os seus compromissos contratuais.»</p>	<p>autoridade pública, a dispor diretamente sobre o conteúdo ou interpretação jurídica de contratos privados que, em todo o caso, não conhece, nem lhe compete regular.</p>
<p><b>LP Consultores</b></p> <p>“Sendo interesse desta agir perante tais pedidos de forma legal, o que, atualmente, não é possível por conflito de legislações e competências, agradece-se melhor leitura deste, no sentido de ser ponderada a adequação da legislação tendo por base os elementos antes referidos, de entre outros, onde se inclui a impossibilidade de assembleias diárias, com a possibilidade de tal ocorrer em condomínios diferentes, com eventual</p>	<p>A ERSE compreende a dificuldade da implementação de soluções nos condomínios, tendo inclusivamente incluído este tema nos contributos dados no processo legislativo. Todavia, trata-se de tema que está fora das competências da ERSE regulamentar.</p>

desgaste dos próprios condôminos, estes os reais titulares do local de interesse.”	
<b>MOEVE</b>  A Moeve pediu esclarecimentos sobre o enquadramento legal ao nível de requisitos nos terminais de pagamento automáticos (TPA) dos pontos de carregamento.	O RJME não remete para a ERSE a responsabilidade de regulamentar esta matéria, que está relacionada com a operacionalização do pagamento das sessões de carregamento, pelo que o RME não estabelece regras para estes requisitos.
<b>REN</b>  A REN propõe uma alteração ao artigo 45.º do RME para que seja feita referência a tarifas respeitantes a pontos de carregamento a serem ligados diretamente à rede MAT, nos termos dos regulamentos aplicáveis (RRC e Regulamento Tarifário).	O artigo 45.º do RME foi revogado abrigo do artigo 238.º, do Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, na redação vigente, que aprovou o Regulamento Tarifário do setor elétrico [Consulta Pública n.º 101]. A publicação do artigo 45.º do RME no documento de consulta pública n.º 135 foi um lapso. Na redação atual do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 1218/025, de 7 de novembro, prevê a aplicação das TAR da ME também em pontos em MAT (al. d, do n.º 1, do artigo 57.º).
<b>DECO</b>  A DECO recomendou a inclusão no RME de um conjunto de normas relativas à cobrança de taxas de ocupação dos pontos de carregamento, para pontos de carregamento com potência acima de 50 kW, incluindo-se nesta possibilidade os PSME.	A ERSE esclarece que, embora existam, no Regulamento AFIR, normas sobre os preços a aplicar por OPC para pontos com potência acima dos 50 kW, não existe nenhuma disposição que iniba os PSME de cobrarem essas mesmas taxas, quando são os PSME a fornecer o serviço de carregamento. Por outro lado, nos pontos de carregamento com potência abaixo de 50 kW, também não está prevista nenhuma restrição.

	Como tal, a ERSE entende não serem necessárias alterações à redação proposta, nesta matéria.
<b>Pollen Energy</b>  A Pollen propõe que o RME inclua e explicita a atividade de troca de baterias, bem como a figura do operador de pontos de troca de baterias.	O Regulamento AFIR e o RJME explicitam os sujeitos intervenientes e as atividades na mobilidade elétrica, não tendo incluído esta atividade, nem tendo atribuído à ERSE a responsabilidade de a mesma ser introduzida no RME. Como tal, essa possibilidade extravasa as competências da ERSE nesta matéria. No entanto, nem o quadro legal nem o quadro regulamentar da mobilidade elétrica se constituem como obstáculo à atividade mencionada pela Pollen nos comentários à consulta pública.

## ANEXOS



## I. LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS

BEV – Battery Electric Vehicle

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CEME - comercializador de eletricidade para a mobilidade elétrica

CSE – Comercializador do Setor Elétrico

DPC – Detentor de Ponto de Carregamento

EADME – Entidade Agregadora de Dados para a Mobilidade Elétrica

EGME – Entidade Gestora da rede de Mobilidade Elétrica

GOME – Gestão de Operações da rede de Mobilidade Elétrica

MPGGS – Manual de Procedimentos de Gestão Global do Sistema

OPC – Operador de ponto de carregamento

ORD – Operador da Rede de Distribuição

PCVE – Ponto de Carregamento de Veículo Elétrico

PdE – Ponto de Entrega

PHEV – *Plug-In Hybrid*

PSME – Prestador de serviços de mobilidade elétrica

RESP – Rede Elétrica de Serviço Público

RJME – Regime Jurídico da Mobilidade Elétrica, Decreto-Lei n.º 93/2025, de 14 de agosto

RME – Regulamento da Mobilidade Elétrica

TAR ME – Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica

UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo

UVE – Utilizador do veículo elétrico

V2G – *Vehicle to Grid*

---

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

+351 213 033 200

[erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

